Схема теплоснабжения

муниципального образования

городской округ город-герой Мурманск

на период с 2023 по 2042 годы

(актуализация на 2026 год)

Обосновывающие материалы

Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения

2025 год

НЕВСКАЯ ЭНЕРГЕТИКА

СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор

ООО «Невская Энергетика»

_____Е. А. Кикоть

"___" _____2025 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Комитета по жилищной политике администрации города Мурманска

_____ А.Ю. Червинко

"___" _____ 2025 г.

Схема теплоснабжения

муниципального образования городской округ город-герой Мурманск на период с 2023 по 2042 годы (актуализация на 2026 год)

Обосновывающие материалы

Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения

Санкт-Петербург

2025 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
Найденко С.В.	Специалист ООО "Невская Энергетика". Разработка схемы теплоснабжения, разработка электронной модели схемы теплоснабжения.
Бочков А.И.	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	Наименование документа
Глава 1	"Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения"
Глава 1. Приложения А-И	«Принципиальные технологичесие схемы источников»
Глава 1. Приложение К	«Зоны действия источников тепловой энергии»
Глава 1. Приложение Л	«Схема тепловых сетей»
Глава 1. Приложение М	«Зоны эксплуатационной ответственности»
Глава 1 Приложение Н	«Оценка надежности 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 3. Приложения 1	«Результаты калибровки гидравлических режимов»
Глава 3. Приложения 2	«Альбом характеристик тепловых сетей»
Глава 3. Приложения 3	«Характеристики потребителей тепловой энергии»
Глава 3. Приложения 4	«Характеристики насосных станций и ЦТП»
Глава 3. Приложения 5	«Гидравлические режимы работы тепловых сетей»
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	Наименование документа
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
Перечень таблиц....11
Перечень рисунков....23
Определения....27
Перечень принятых обозначений....29
Введение....30
ГЛАВА 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения....33
1.1. Функциональная структура теплоснабжения....33
1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними....34
1.1.2. Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций....43
1.1.3. Зоны действия производственных котельных....46
1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения....46
1.1.5. Описание изменений в функциональной структуре теплоснабжения города Мурманска за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения....46
1.2. Источники тепловой энергии....48
1.2.1. АО «Мурманская ТЭЦ»....48
1.2.2. АО «МЭС»....83
1.2.3. МУП «МУК»....119
1.2.4. ООО «Тепло Людям. Кандалакша»....126
1.2.5. АО «Завод ТО ТБО»....134
1.2.6. АО «ММТП»....139
1.2.7. Жилищно-коммунальная служба №9 (г. Мурманск) филиала Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства Обороны Российской Федерации (по военно-морскому флоту....146
1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты....153
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения....153
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе....170
1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам....172
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях....187
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов....188

1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности 188
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети 202
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики тепловых сетей....206
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет....206
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет....209
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов 209
1.3.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей....210
1.3.13. Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя 215
1.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года 225
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения 226
1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям 226
1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя 230
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи 230
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций....231
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления....233
1.3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию 233
1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии) 234
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии 235
1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии 237
1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии 237
1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии 239

1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии 240
1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом 242
1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение 243
1.5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии 247
1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии 249
1.6.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии 249
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии 253
1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии к потребителю 255
1.6.4. Описание причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения 257
1.6.5. Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности 258
1.7. Балансы теплоносителя 259
1.7.1. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть 259
1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения 268
1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом 270
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника теплоснабжения 270
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями 284
1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки 285
1.8.4. Использование местных видов топлива 285
1.8.5. Описание видов 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 доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения 285

1.8.6. Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе 294
1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа 294
1.9. Надежность теплоснабжения 295
1.9.1. Общие положения 295
1.9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей 296
1.9.3. Частота отключений потребителей 302
1.9.4. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения 303
1.9.5. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения) 305
1.9.6. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике" 319
1.9.7. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении 320
1.9.8. Расчет показателей надежности системы теплоснабжения г. Мурманска 320
1.10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций 321
1.10.1. Технико-экономические показатели АО «Мурманская ТЭЦ» 322
1.10.2. Технико-экономические показатели АО «МЭС» 325
1.10.3. Технико-экономические показатели МУП «МУК» 337
1.10.4. Технико-экономические показатели АО «Завод ТО ТБО» 344
1.10.5. Технико-экономические показатели АО «ММТП» 347
1.10.1. Технико-экономические показатели ООО «Тепло Людям. Кандалакша» 348
1.10.2. Технико-экономические показатели ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) 350
1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения 352
1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет 352
1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения 372
1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности 385
1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей 388
1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города 390

1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) 390
1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения города (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) 391
1.12.3. Описание существующих проблемы развития систем теплоснабжения.....391
1.12.4. Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения 392
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....392

Перечень таблиц

Таблица 1 – Структура систем теплоснабжения г. Мурманск 40
Таблица 2 – Реестр единых теплоснабжающих организаций согласно ранее утвержденной схеме теплоснабжения на территории муниципального образования городской округ город-герой Мурманск 41
Таблица 3 – Технические характеристики котлоагрегатов АО «Мурманская ТЭЦ» 52
Таблица 4 – Технические характеристики турбоагрегатов на Мурманской ТЭЦ 54
Таблица 5 – Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Мурманской ТЭЦ 54
Таблица 6 – Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов Мурманской ТЭЦ 54
Таблица 7 – Количество горелок и тягодутьевых установок на теплоисточниках АО «Мурманская ТЭЦ» 55
Таблица 8 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Мурманской ТЭЦ 56
Таблица 9 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Южной котельной 57
Таблица 10 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Восточной котельной 57
Таблица 11 – Характеристика деаэраторов, установленных на теплоисточниках АО «Мурманская ТЭЦ» 58
Таблица 12 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Мурманской ТЭЦ 58
Таблица 13 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Восточной котельной 59
Таблица 14 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Южной котельной 60
Таблица 15 – Эксплуатационные показатели Мурманской ТЭЦ в 2019 – 2024 гг. 61
Таблица 16 – Эксплуатационные показатели Южной котельной в 2019 – 2024 гг. 62
Таблица 17 – Эксплуатационные показатели Восточной котельной в 2019 – 2024 гг. 63
Таблица 18 – Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ» 65
Таблица 19 – Выработка, отпуск тепловой энергии, расход условного топлива по источникам АО «Мурманская ТЭЦ» за 2020-2024 годы 66
Таблица 20 – Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ» 68
Таблица 21 – Данные по оборудованию насосных станций АО «Мурманская ТЭЦ» 71
Таблица 22 – Наработка основного оборудования АО «Мурманская ТЭЦ» за 2021-2023 гг. 73

Таблица 23 – Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности Мурманской ТЭЦ 79
Таблица 24 – Характеристика узлов учета тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ» 80
Таблица 25 – Статистика отказов оборудования на источниках 81
Таблица 26 – Характеристика источников теплоснабжения АО «МЭС» 84
Таблица 27 – Характеристика водогрейных котлов котельной «Северная» 85
Таблица 28 – Характеристика паровых котлов котельной «Северная» 85
Таблица 29 – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Северная». 85
Таблица 30 – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Северная» 86
Таблица 31. – Структура и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Северная» 86
Таблица 32. – Структура и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Северная» 86
Таблица 33. – Характеристика водогрейных котлов котельной «Роста» 87
Таблица 34. – Характеристика паровых котлов котельной «Роста» 87
Таблица 35. – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Роста» 87
Таблица 36. – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста» 88
Таблица 37. – Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Роста» .. 88
Таблица 38. – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Роста» 88
Таблица 39. – Характеристика паровых котлов котельной «Абрам-Мыс» 89
Таблица 40 – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Абрам-Мыс» 89
Таблица 41 – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Абрам-Мыс» 89
Таблица 42 – Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс» 90
Таблица 43 – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс» 90
Таблица 44. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково -1» 91
Таблица 45. – Вспомогательное оборудование котельной ТЦ «Росляково -1» 91
Таблица 46. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное» 92
Таблица 47. – Насосное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное» 92
Таблица 48. - Основное оборудование котельной «Фестивальная» 94

Таблица 49. – Вспомогательное оборудование котельной «Фестивальная» 94
Таблица 50 – Характеристика мощности теплоисточников АО «МЭС» 96
Таблица 51 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «МЭС» за 2020-2024 год .. 97
Таблица 52 – Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «МЭС» 99
Таблица 53 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Северная» 104
Таблица 54 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста» 108
Таблица 55 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс» 109
Таблица 56 - Среднегодовая загрузка котлов котельной ТЦ «Росляково-1» 110
Таблица 57 - Среднегодовая загрузка котлов котельной ТЦ «Росляково Южное» 111
Таблица 58 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Северная» 111
Таблица 59 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Роста» 112
Таблица 60 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Абрам-Мыс» 112
Таблица 61 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельных ТЦ «Росляково - 1» и ТЦ «Росляково Южное» 113
Таблица 62 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Фестивальная» ... 113
Таблица 63 – Количество отказов основного оборудования котельной «Северная» 115
Таблица 64 – Количество отказов основного оборудования котельной «Роста» 115
Таблица 65 – Количество отказов основного оборудования котельной «Абрам-Мыс» 116
Таблица 66 – Количество отказов основного оборудования котельной «Фестивальная» 116
Таблица 67 – Количество отказов основного оборудования котельной «Росляково-1» 117
Таблица 68 – Количество отказов основного оборудования котельной «Росляково Южная» 117
Таблица 69 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК» 119
Таблица 70 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК» 120
Таблица 71 – Состав и характеристика вспомогательного оборудования угольной котельной 121
Таблица 72 – Характеристика мощности котельной МУП «МУК» 121
Таблица 73 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива на угольной котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «МУК» за 2022-2024 год 122
Таблица 74 - Загрузка основного оборудования угольной котельной 123
Таблица 75 – Характеристика источника теплоснабжения 126
Таблица 76 – Характеристика источника теплоснабжения ООО «Тепло Людям. Кандалакша» 127

Таблица 77 – Состав и характеристика вспомогательного оборудования дизельной котельной 128
Таблица 78 – Характеристика мощности котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» 128
Таблица 79 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по дизельной котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Тепло Людям. Кандалакша» за 2022-2024 год 129
Таблица 80 - Загрузка основного оборудования дизельной котельной 131
Таблица 81 – Характеристика основного оборудования АО «Завод ТО ТБО»..... 134
Таблица 82 – Характеристика вспомогательного оборудования АО «Завод ТО ТБО» 135
Таблица 83 – Характеристика мощности АО «Завод ТО ТБО»..... 135
Таблица 84 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Завод ТБО» за 2019-2023 гг. 136
Таблица 85 – Сведения о работе основного котельного оборудования..... 137
Таблица 86 – Технические характеристики основного оборудования котельной 140
Таблица 87 – Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной..... 140
Таблица 88 – Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленного на котельной..... 141
Таблица 89 – Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной..... 141
Таблица 90 – Характеристика мощности котельной АО «ММТП» 142
Таблица 91 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «ММТП» за 2021-2024 гг. 143
Таблица 92 – Сведения о работе основного котельного оборудования..... 144
Таблица 93 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной АО «ММТП» 144
Таблица 94 – Технические характеристики основного оборудования котельной 148
Таблица 95 – Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной..... 148
Таблица 96 – Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленного на котельной..... 148
Таблица 97 – Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной..... 148
Таблица 98 – Характеристика мощности котельной №22..... 149

Таблица 99 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) 150
Таблица 100 – Сведения о работе основного котельного оборудования 151
Таблица 101 – Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ на балансе АО «Мурманская ТЭЦ» 154
Таблица 102 – Структура тепловых сетей Южной котельной 155
Таблица 103 – Структура тепловых сетей Восточной котельной 156
Таблица 104 – Структура тепловых сетей котельной «Северная» 157
Таблица 105 – Структура тепловых сетей котельной «Роста» 159
Таблица 106 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс» 160
Таблица 107 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1» (без сетей абонентов) 161
Таблица 108 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное» 162
Таблица 109 – Структура тепловых сетей котельной «Фестивальная» 163
Таблица 110 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ 164
Таблица 111 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной 165
Таблица 112 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной 166
Таблица 113 – Структура тепловых сетей котельной АО «ММТП» 167
Таблица 114 – Структура паровых и водяных тепловых сетей котельной №22 168
Таблица 115 – Структура тепловых сетей дизельной котельной ООО «ТЛК» 169
Таблица 116 – Структура тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК» 170
Таблица 117 – Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку службы 173
Таблица 118 – Материальная характеристика тепловых сетей Мурманской ТЭЦ 174
Таблица 119 – Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку службы 174
Таблица 120 – Материальная характеристика тепловых сетей Южной котельной 175
Таблица 121 – Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку службы 176
Таблица 122 – Материальная характеристика тепловых сетей Восточной котельной 177
Таблица 123 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Северная» 179
Таблица 124 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Роста» 180
Таблица 125 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Абрам-Мыс» 181
Таблица 126 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной ТЦ «Росляково-1» 181

Таблица 127 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной ТЦ «Росляково Южное» 182
Таблица 128 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ 182
Таблица 129 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной 183
Таблица 130 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Южная котельная 183
Таблица 131 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Фестивальная» 184
Таблица 132 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной АО «ММТП» 185
Таблица 133 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной №22 186
Таблица 134 – Материальная характеристика муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК» 186
Таблица 135 – Материальная характеристика тепловых сетей дизельной котельной ООО «ТЛК» 187
Таблица 136 - Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019-2024 гг. 207
Таблица 137 – Количество порывов на тепловых сетях по источникам АО «МЭС» за отопительные сезоны 2021-2022 гг.* 209
Таблица 138 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и при бесканальной прокладке с расчетной среднегодовой температурой грунта +5 °С на глубине заложения теплопроводов, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг. 216
Таблица 139 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке с расчетной среднегодовой температурой наружного воздуха +5 °С, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг. 217
Таблица 140 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах, спроектированными в период с 1990 по 1998 гг. 218
Таблица 141 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг. 219
Таблица 142 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и при бесканальной прокладке, спроектированными в период с 1998 по 2003гг. 220
Таблица 143 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке, спроектированными в период с 1998 по 2003гг. . 221

Таблица 144 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и продолжительности работы в год более 5000 ч, спроектированными в период с 2004г. 222
Таблица 145 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами при прокладке на открытом воздухе и продолжительности работы в год более 5000 ч, спроектированными в период с 2004г. 223
Таблица 146 – Нормативные потери тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях. 224
Таблица 147 – Потери тепловой энергии в тепловых сетях 225
Таблица 148 - Информация о наличии узлов учета тепловой энергии у потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» 230
Таблица 149 - ЦТП и НС, находящиеся в эксплуатации у АО «МЭС» 231
Таблица 150 – Среднемесячные температуры наружного воздуха 237
Таблица 151 – Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха 238
Таблица 152. Значение полезного отпуска тепловой энергии в 2024 году 239
Таблица 153 - Значение полезного отпуска и расчетное значение тепловых нагрузок по источникам в 2024 году 240
Таблица 154 - Нежилые помещении с индивидуальным отоплением 242
Таблица 155 – Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом ... 242
Таблица 156 – Нормативы потребления коммунальной услуги на отопление для населения города Мурманска 244
Таблица 157 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению для населения города Мурманска 245
Таблица 158 – Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в г. Мурманске 246
Таблица 159 - Договорные и расчетные тепловые нагрузки 247
Таблица 160 – Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки источников теплоснабжения 249
Таблица 161 – Перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии (по фактической присоединенной тепловой нагрузке) 254
Таблица 162 – Параметры работы головных участков источников АО «Мурманская ТЭЦ» 255
Таблица 163 – Давление теплоносителя до и после насосных станций 255
Таблица 164 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей АО «МЭС» 256
Таблица 165 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей котельных МУП «МУК» и ООО «Тепло Людям.Кандалакша» 256

Таблица 166 – Характеристики оборудования ХВО на Мурманской ТЭЦ 259
Таблица 167 – Характеристики оборудования ХВО на Южной котельной 260
Таблица 168 – Характеристики оборудования ХВО на Восточной котельной 260
Таблица 169 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Северная» 261
Таблица 170 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Роста» 261
Таблица 171 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Абрам-Мыс» 262
Таблица 172 – Технические характеристики установки ХВО на котельной ТЦ «Росляково-1» 262
Таблица 173 – Технические характеристики установки ХВО на котельной №22 ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) 263
Таблица 174 – Производительность водоподготовительных установок источников тепловой энергии в г. Мурманск 264
Таблица 175 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети 267
Таблица 176 – Максимальный расход аварийной подпитки систем теплоснабжения г. Мурманск 269
Таблица 177 – Низшая теплотворная способность топлива 270
Таблица 178 – Топливно-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ 271
Таблица 179 – Низшая теплотворная способность топлива 272
Таблица 180 – Топливно-энергетические балансы Восточной котельной 272
Таблица 181 – Низшая теплотворная способность топлива 273
Таблица 182 – Топливно-энергетические балансы Южной котельной 273
Таблица 183 – Топливно-энергетические балансы котельной АО «Завод ТО ТБО» 274
Таблица 184 – Низшая теплотворная способность топлива 275
Таблица 185 – Топливно-энергетические балансы котельной «Северная» 275
Таблица 186 – Низшая теплотворная способность топлива 276
Таблица 187 – Топливно-энергетические балансы котельной «Роста» 276
Таблица 188 – Низшая теплотворная способность топлива 277
Таблица 189 – Топливно-энергетические балансы котельной «Абрам-Мыс» 277
Таблица 190 – Низшая теплотворная способность топлива 278
Таблица 191 – Топливно-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково-1» 278
Таблица 192 – Низшая теплотворная способность топлива 279
Таблица 193 – Топливно-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково Южное» 279
Таблица 194 – Топливно-энергетический баланс котельной «Фестивальная» 280
Таблица 195 – Низшая теплотворная способность топлива 281
Таблица 196 – Топливно-энергетический баланс угольной котельной МУП «МУК» 281
Таблица 197 – Низшая теплотворная способность топлива 282

Таблица 198 – Топливно-энергетический баланс дизельной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» 282
Таблица 199 – Низшая теплотворная способность (влажного топлива) 283
Таблица 200 – Топливно-энергетические балансы котельной АО «ММТП» 283
Таблица 201 – Топливно-энергетические балансы котельной №22 284
Таблица 202 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО (АО «Мурманская ТЭЦ») 297
Таблица 203 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Мурманской ТЭЦ 298
Таблица 204 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Южной котельной 298
Таблица 205 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Восточной котельной 298
Таблица 206 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения котельной АО «Завод ТО ТБО» 299
Таблица 207 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО (АО «МЭС», зона ЕТО 006) 299
Таблица 208 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Северная котельная 299
Таблица 209 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения котельной Роста 300
Таблица 210 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково -1» 300
Таблица 211 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково Южное» 300
Таблица 212 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 002 (МУП «МУК», угольная котельная МУП «МУК») 301
Таблица 213 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 003 (АО «МЭС», котельная «Абрам-Мыс») 301
Таблица 214 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 004 (АО «МЭС», котельная «Фестивальная») 301
Таблица 215 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 007 (ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту), котельная №22) 302
Таблица 216 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 008 (ООО «Тепло людям. Кандалакша», котельная № 1 ул. Прибрежная (ранее дизельная котельная) 302

Таблица 217 – Показатели восстановления на тепловых сетях Мурманская ТЭЦ..... 304
Таблица 218 – Показатели восстановления на тепловых сетях Южная котельная 304
Таблица 219 – Показатели восстановления на тепловых сетях Восточная котельная 304
Таблица 220 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Мурманская ТЭЦ» за 2021-2024 гг. 323
Таблица 221 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по производству тепловой энергии за 2021-2023 гг. (без района Росляково) 326
Таблица 222 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по производству тепловой энергии за 2021-2023 гг. (жилой район Росляково) 329
Таблица 223 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по обеспечению передачи тепловой энергии за 2021-2023 гг. 331
Таблица 224 – Структура тарифа на тепловую энергию, на услуги по передаче тепловой энергии АО «МЭС» на 2024 год 333
Таблица 225 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» (угольная котельная) 338
Таблица 226 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» (дизельная котельная) 341
Таблица 227 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Завод ТО ТБО» за 2018-2020 год 344
Таблица 228 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «ММТП» за 2021 - 2022 года 347
Таблица 229 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ООО «Тепло людям. Кандалакша» за 2024 год 348
Таблица 230 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) (с 01.07.2017 по 31.12.2017)..... 350
Таблица 231 – Сведения о размере и динамики утвержденных тарифов АО «Мурманская ТЭЦ» 353
Таблица 232 – Сведения о размере тарифов АО «МЭС» 359
Таблица 233 – Сведения о размере тарифов МУП «МУК» без учета НДС..... 363
Таблица 234 – Динамика утвержденных тарифов МУП «МУК» 364
Таблица 235 – Сведения о размере тарифов АО «Завод ТО ТБО» без учета НДС..... 366
Таблица 236 – Динамика тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Завод ТО ТБО» 366
Таблица 237 – Сведения о размере тарифов АО «ММТП»..... 367
Таблица 238 – Динамика утвержденных тарифов АО «ММТП» 368

Таблица 239 – Сведения о размере тарифов ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) 369
Таблица 240 – Динамика установленных тарифов ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) 370
Таблица 241 – Сведения о тарифах на тепловую энергию, установленных для теплоснабжающих организаций г. Мурманск, на 2025 год 371
Таблица 242 – Расходы АО «Мурманская ТЭЦ» за 2021-2024 годы, связанные с производством и реализацией тепловой энергии 373
Таблица 243 – Расходы АО «МЭС», связанные с производством и реализацией тепловой энергии 375
Таблица 244 – Расходы АО «МЭС», связанные с передачей тепловой энергии 377
Таблица 245 – Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (угольная котельная) 378
Таблица 246 – Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (дизельная котельная) 380
Таблица 247 – Расходы АО «Завод ТО ТБО», связанные с производством и реализацией тепловой энергии 382
Таблица 248 – Расходы АО «ММТП», связанные с производством и реализацией тепловой энергии 384
Таблица 249 – Расходы ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ), связанные с производством и реализацией тепловой энергии 384
Таблица 250 – Плата за подключение объектов заявителей при наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения АО «Мурманская ТЭЦ» 385
Таблица 251 – Плата за подключение объектов заявителей при наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения АО «МЭС» 386
Таблица 252 – Плата за подключение объектов заявителей при наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения АО «МЭС» (2023 г.) 386
Таблица 253 – Плата за подключение объектов заявителей при наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения АО «МЭС» (2024 г. (на период 04.07.2024 - 31.12.2024) 387
Таблица 254 – Плата за подключение (технологическое присоединение) объекта "Реконструкция комплекса зданий ГОБУЗ "Мурманский областной онкологический диспансер 1 этап. Хирургический корпус" при отсутствии технической возможности подключения к системе теплоснабжения АО "МЭС" в индивидуальном порядке 388
Таблица 255 – Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности АО «Мурманская ТЭЦ» (2023-2025 гг.) 389

Таблица 256 – Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности АО «МЭС» (2025 год) 389

Перечень рисунков

Рисунок 1. Существующее административно-территориальное деление г. Мурманск 33
Рисунок 2. Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (начало).. 36
Рисунок 3 - Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (окончание) 37
Рисунок 4. Границы зон деятельности ЕТО 42
Рисунок 5. Структура системы централизованного теплоснабжения г. Мурманск 45
Рисунок 6. Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ»..... 65
Рисунок 7. Среднегодовая загрузка котлов ПТВМ-30 Котельной «Северная» 107
Рисунок 8. Среднегодовая загрузка котлов ДКВР-25/13р Котельной «Северная»..... 107
Рисунок 9. Среднегодовая загрузка котлов ГМ-50-14/250 котельной «Северная» 108
Рисунок 10. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста» 109
Рисунок 11. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс» 110
Рисунок 12. Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ..... 154
Рисунок 13. Структура тепловых сетей Южной котельной..... 155
Рисунок 14 – Структура тепловых сетей Восточной котельной..... 156
Рисунок 15 – Структура тепловых сетей от котельной «Северная» 158
Рисунок 16 – Структура тепловых сетей котельной «Роста»..... 159
Рисунок 17 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс» 160
Рисунок 18 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1»..... 161
Рисунок 19 - Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное»..... 162
Рисунок 20 – Структура тепловых сетей от котельной «Фестивальная» 163
Рисунок 21 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ 164
Рисунок 22 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной 165
Рисунок 23 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной 166
Рисунок 24 – Структура тепловых сетей от котельной АО «ММТП» 168
Рисунок 25 – Структура паровых тепловых сетей котельной №22 ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) 169
Рисунок 26 – Структура тепловых сетей дизельной котельной ООО «ТЛК»..... 169
Рисунок 27 – Структура муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»..... 170
Рисунок 28. Схемы тепловых сетей г. Мурманск 171
Рисунок 29 – Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку эксплуатации.... 173
Рисунок 30 – Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку эксплуатации... 175

Рисунок 31 – Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку эксплуатации 176
Рисунок 32 – Температурный график отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточных котельных на отопительный сезон 2022-2023 гг. 189
Рисунок 33 – График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2022-2023 гг. 190
Рисунок 34 – График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных 191
Рисунок 35 – Температурный график сетевой воды в тепловых сетях от котельной «Северная» 192
Рисунок 36 – Температурный график тепловой сети котельной «Роста» 193
Рисунок 37 – Температурный график тепловой сети котельной «Абрам-Мыс» 194
Рисунок 38 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково-1» 195
Рисунок 39 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково Южное» 196
Рисунок 40 - Температурный график тепловой сети котельной «Фестивальная» 197
Рисунок 41 - Температурный график тепловой сети от дизельной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» 198
Рисунок 42 - Температурный график тепловой сети от котельной «ММТП» 200
Рисунок 43 – Температурный график тепловой сети котельной №22 201
Рисунок 44 – Графики теплоотпуска Мурманской ТЭЦ 203
Рисунок 45 – Графики теплоотпуска Южной котельной 204
Рисунок 46 – Графики теплоотпуска Восточной котельной 204
Рисунок 47 – Элеваторная схема присоединения потребителей 226
Рисунок 48 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО... 227
Рисунок 49 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления 227
Рисунок 50 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления 228
Рисунок 51 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления 228
Рисунок 52 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления 229
Рисунок 53 – Схема с параллельным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления 229
Рисунок 54. Зоны действия источников тепловой энергии г. Мурманск 236
Рисунок 55. Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха 238

Рисунок 56 – Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии Мурманской ТЭЦ 257
Рисунок 57 – Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ 271
Рисунок 58 – Расход условного топлива на Восточной котельной 272
Рисунок 59 – Расход условного топлива на Южной котельной 273
Рисунок 60 – Расход условного топлива на котельной АО «Завод ТО ТБО» 274
Рисунок 61 – Расход условного топлива на котельной «Северная» 275
Рисунок 62 – Расход условного топлива на котельной «Роста» 276
Рисунок 63 – Расход условного топлива на котельной «Абрам-Мыс» 277
Рисунок 64 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково-1» 278
Рисунок 65 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково Южное» 279
Рисунок 66 – Расход условного топлива на котельной «Фестивальная» 280
Рисунок 67 – Расход условного топлива на угольной котельной МУП «МУК» 281
Рисунок 68 – Расход условного топлива на дизельной котельной 282
Рисунок 69 – Расход условного топлива на котельной АО «ММТП» 283
Рисунок 70 – Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска 286
Рисунок 71 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ» 287
Рисунок 72 – Паспорта качества топлива, используемого на котельных АО «МЭС» 291
Рисунок 73 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной АО «ММТП» 292
Рисунок 74 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной №22 293
Рисунок 75. Зоны ненормативной надежности Мурманской ТЭЦ 306
Рисунок 76. Зоны ненормативной надежности Восточной котельной 307
Рисунок 77. Зоны ненормативной надежности Южной котельной 308
Рисунок 78. Зоны ненормативной надежности котельной «Северная» 309
Рисунок 79. Зоны ненормативной надежности котельной «Роста» 310
Рисунок 80. Зоны ненормативной надежности котельной «Абрам Мыс» 311
Рисунок 81. Зоны ненормативной надежности котельной ТЦ «Росляково -1» 312
Рисунок 82. Зоны ненормативной надежности котельной ТЦ «Росляково Южная» 313
Рисунок 83. Зоны ненормативной надежности котельной «Фестивальная» 314
Рисунок 84. Зоны ненормативной надежности котельной «Фестивальная» 315
Рисунок 85. Зоны ненормативной надежности дизельной котельной ООО «ТЛК» 316
Рисунок 86. Зоны ненормативной надежности угольной котельной МУП «МУК» 317
Рисунок 87. Средние значения вероятности безотказной работы в зонах действия источников г. Мурманск 318

Рисунок 88. Динамика установленных тарифов для потребителей (население), присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» 355
Рисунок 89. Динамика установленных тарифов для потребителей (население), присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт» 355
Рисунок 90. Динамика установленных тарифов для потребителей (население), присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ 356
Рисунок 91. Динамика установленных тарифов для потребителей, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» (не льготные прочие потребители) 356
Рисунок 92. Динамика установленных тарифов для потребителей, присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт» (не льготные прочие потребители) 357
Рисунок 93. Динамика установленных тарифов для потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (не льготные прочие потребители) 357
Рисунок 94. Динамика установленных тарифов на тепловую энергию для потребителей АО «МЭС» (г. Мурманск), (руб./Гкал) 361
Рисунок 95. Динамика установленных тарифов на тепловую энергию для потребителей АО «МЭС» (п.Росляково), (руб./Гкал) 361
Рисунок 96. Динамика установленных тарифов на тепловую энергию для потребителей АО «МЭС» (мазутная котельная ул. Фестивальная), (руб./Гкал) 362
Рисунок 97. Динамика установленных тарифов на передачу тепловой энергии с ГВ АО «МЭС», (руб./Гкал) 362
Рисунок 98. Динамика установленных тарифов на ГВ от дизельной котельной 365
Рисунок 99. Динамика установленных тарифов на ГВ от угольной котельной 365
Рисунок 100. Динамика установленных тарифов на отборный пар потребителям АО «Завод ТО ТБО» 367
Рисунок 101. Динамика установленных тарифов на ТЭ АО «ММТП» 368
Рисунок 102. Динамика установленных тарифов на ГВ ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) 370

Определения

В настоящей главе применяются 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

Перечень принятых обозначений

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	БМК	Блочно-модульная котельная
2	ВПУ	Водоподготовительная установка
3	ГВС	Горячее водоснабжение
4	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
5	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
6	ИП	Инвестиционная программа
7	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
8	МК, КМ	Муниципальная котельная
9	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
10	НВВ	Необходимая валовая выручка
11	НДС	Налог на добавленную стоимость
12	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
13	НС	Насосная станция
14	НТД	Нормативная техническая документация
15	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
16	ОВ	Отопление и вентиляция
17	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
18	ПИР	Проектные и изыскательские работы
19	ПНС	Повысительно-насосная станция
20	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
21	ППУ	Пенополиуретан
22	СМР	Строительно-монтажные работы
23	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
24	ТЭ	Тепловая энергия
25	ХВО	Химводоочистка
26	ХВП	Химводоподготовка
27	ЦТП	Центральный тепловой пункт
28	ЭМ	Электронная модель системы теплоснабжения г. Мурманск

Введение

Основанием для разработки Схемы теплоснабжения муниципального образования город Мурманск до 2042 г. является Федеральный закон от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», направленный на обеспечение устойчивого и надежного теплоснабжения потребителей.

В составе Схемы теплоснабжения предлагаются решения по повышению эффективности снабжения города тепловой энергией, рационального распределения тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии, разрабатываются мероприятия по повышению надежности систем теплоснабжения, реконструкции тепловых сетей, а также решается вопрос об обеспечении тепловой энергией перспективной застройки, определяются условия организации централизованного теплоснабжения и теплоснабжения с помощью индивидуальных источников, вносится предложение по определению единой теплоснабжающей организации и зоны ее действия. В составе обосновывающих материалов проведен технико-экономический анализ предлагаемых проектных решений, определена ориентировочная стоимость мероприятий и даны предложения по источникам инвестирования данных мероприятий.

Мурманск расположен на восточном побережье Кольского залива Баренцева моря. Крупнейший в мире город, расположенный за Северным полярным кругом. Один из основных портов России.

Мурманск — крупнейший в мире город, расположенный за Северным полярным кругом. В городе проживает 266,681 тыс. человек, что составляет 40,7 % населения области.

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

В соответствии со ст.1 закона Мурманской области № 1812-01-ЗМО от

19 декабря 2014 года «Об упразднении населенного пункта Мурманской области и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Мурманской области», поселок городского типа Росляково, ранее входивший в состав ЗАТО г.Североморск, упразднить в связи с его присоединением к городу Мурманску. В границы муниципального образования город Мурманск вносятся изменения в соответствии со ст.1 закона Мурманской области № 1813-01-ЗМО от 19 декабря 2014 года «О внесении изменений в законы Мурманской области «Об утверждении границ муниципальных образований в Мурманской области» и «Об утверждении границ административно-территориальной единицы город Мурманск». С 1 января 2015 года Росляково является жилым районом города Мурманска.

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

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

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

Климатические параметры:

Абсолютная минимальная температура воздуха – минус 39 °С;

Абсолютная максимальная температура воздуха – 33 °С;

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки – минус 28 °С;

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

Продолжительность отопительного периода – 273 суток.

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

Основными отраслями экономики Мурманска являются рыболовство и рыбопереработка, морской транспорт, судоремонт, морские, железнодорожные и автомобильные перевозки, металлообработка, пищевая промышленность, морская геология, геологоразведочные работы на шельфе арктических морей. Основные виды выпускаемой в городе продукции включают изделия из рыбы, консервы, металлоизделия, промысловое оборудование, тару и упаковочный материал.

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

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Функциональная структура теплоснабжения

В границах города Мурманск действует 1 крупный источник с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии - Мурманская ТЭЦ, 11 отопительных котельных и 1 промышленно-отопительная котельная. Также на территории города находится уникальное предприятие – завод по переработке твердых бытовых отходов, на котором установлены мусоросжигательные котлы, способные вырабатывать тепловую энергию.

Централизованным теплоснабжением обеспечено более 90 % потребителей жилищного фонда.

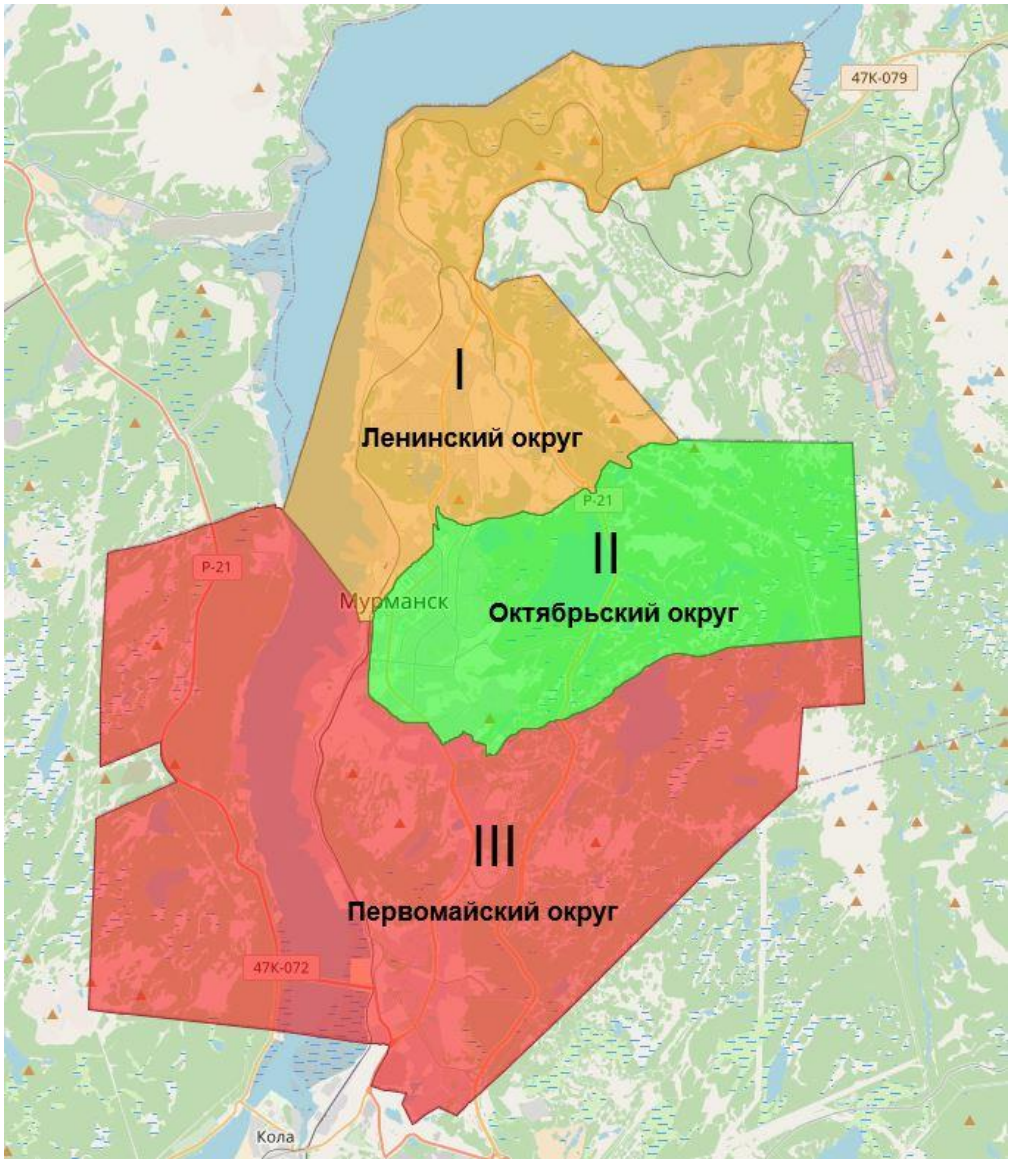


Рисунок 1. Существующее административно-территориальное деление г. Мурманск

1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними

Зоны эксплуатационной ответственности организаций, участвующих в системе теплоснабжения, определяются по границе балансовой принадлежности элементов системы теплоснабжения (объектов теплоснабжения), если ответственность за эксплуатацию тех или иных элементов теплоснабжения (объектов теплоснабжения) не устанавливается соглашением сторон договора теплоснабжения, договора оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, договора поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя.

В настоящее время в г. Мурманск действует 10 систем централизованного теплоснабжения, в состав которых входят 14 источников теплоснабжения, в том числе Мурманская ТЭЦ. Перечень источников тепловой энергии представлен в таблице 1.

Объекты систем теплоснабжения города эксплуатируются следующими теплоснабжающими организациями:

– АО «Мурманская ТЭЦ»

На балансе предприятия находятся три самостоятельных источника тепловой энергии - Мурманская ТЭЦ, Южная котельная и Восточная котельная, а также большая часть магистральных тепловых сетей Октябрьского и Первомайского округов города. Отпуск тепловой энергии осуществляется как с коллекторов напрямую потребителям, так и через внутриквартальные тепловые сети акционерного общества «Мурманэнергосбыт».

– Акционерное общество «Мурманэнергосбыт» (далее 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. Организация оказывает услуги по транспорту тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ»;

− 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;

− 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 далее в настоящей 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».

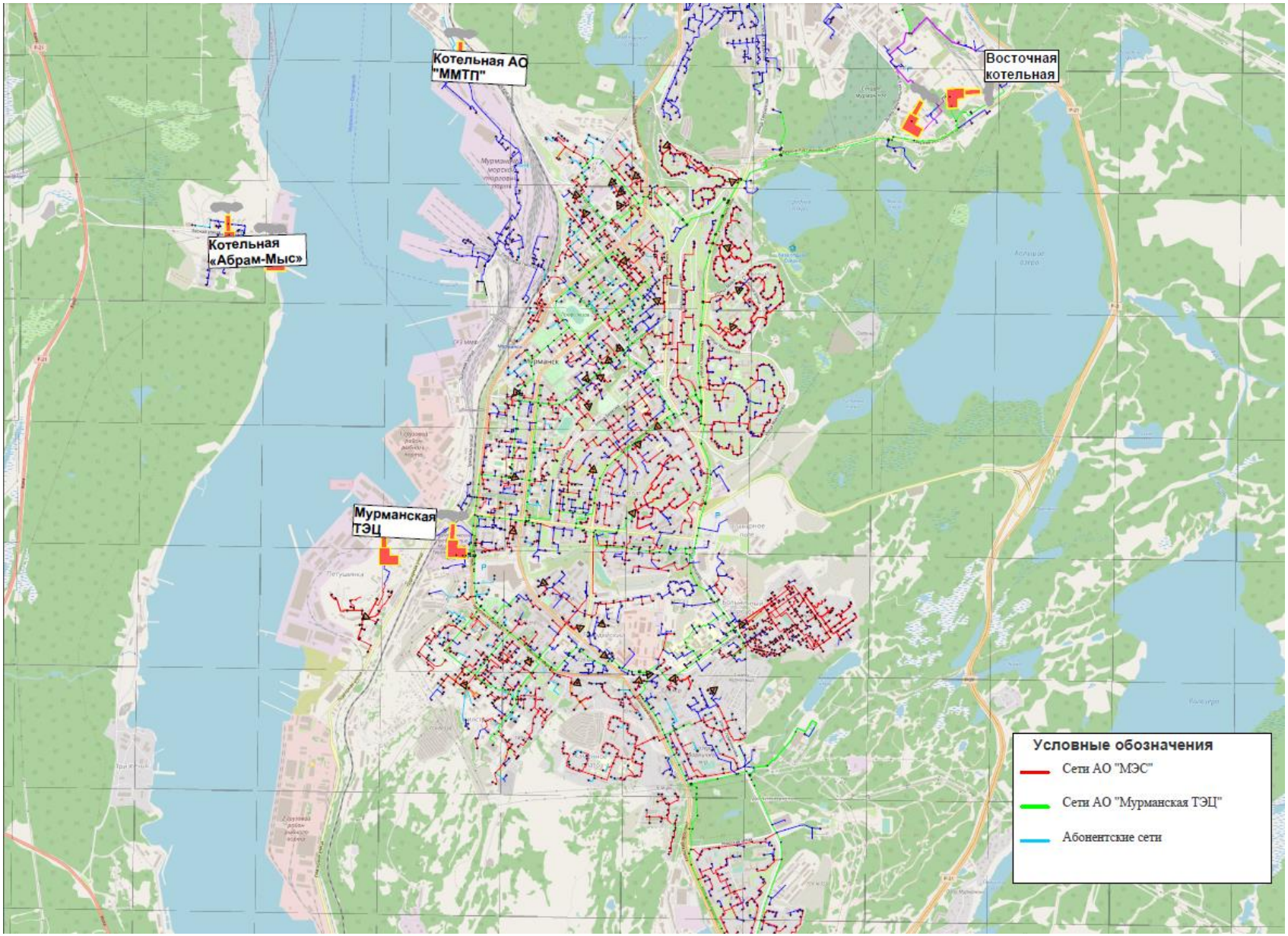


Рисунок 2. Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (начало)

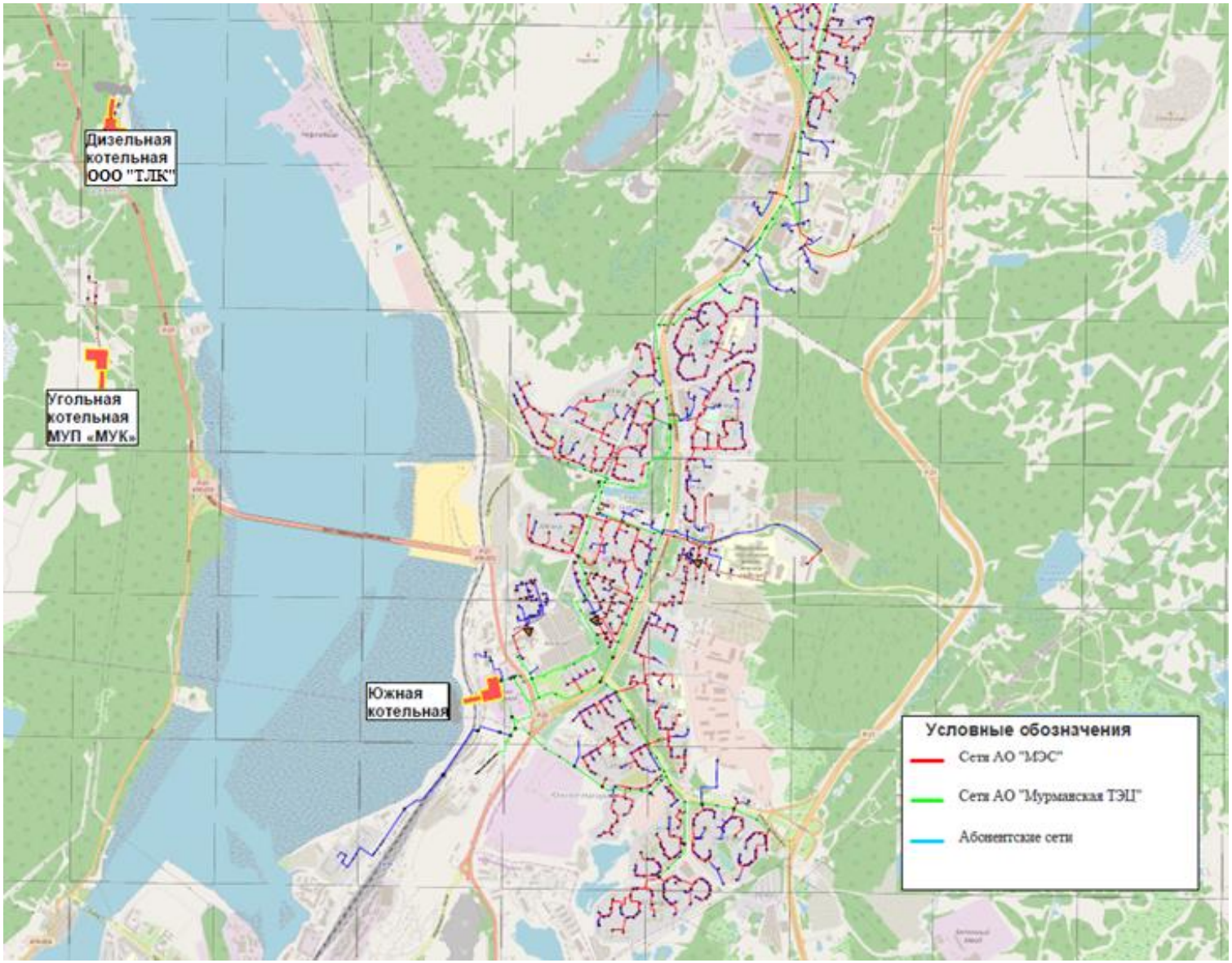


Рисунок 3 - Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (окончание)

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

Предприятие является теплоснабжающей организацией для населения, проживающего в районе Дровяного на территории города. На балансе находится один источник тепловой энергии (угольная котельная), теплоснабжение от которого осуществляется по муниципальным тепловым сетям.

– ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

Организация, в рамках концессионного соглашения, осуществляет эксплуатацию дизельной котельной в районе Дровяного г.Мурманска. В то же время, на замену старой дизельной котельной, ООО «Тепло Людям.Кандалакша» возводит современную биотопливную БМК.

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

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

– .Жилищно-коммунальная служба №9 (г. Мурманск) филиала Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства Обороны Российской Федерации (по военно-морскому флоту

До 01.04.2024 года деятельность по обслуживание объектов теплоснабжения осуществляло ЖКС №1 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ. В настоящее время, деятельность по содержанию (эксплуатации) объектов военной и социальной инфраструктуры и предоставление коммунальных услуг в интересах Вооруженных Сил Российской Федерации осуществляет ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту).

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.

Распределение источников тепловой энергии по эксплуатирующим организациям также представлено в таблице 1.

Зоны действия источников централизованного теплоснабжения подробно рассмотрены в части 4 Главы 1, а также отражены в приложениях К и Л к настоящей главе.

Таблица 1 – Структура систем теплоснабжения г. Мурманск

№ системы теплоснабжения	Тип и наименование источника	Адрес источника	Наименование эксплуатирующей организации
1	Мурманская ТЭЦ	ул. Шмидта, сооружение 14	АО «Мурманская ТЭЦ»
	Восточная котельная	ул. Домостроительная, сооружение 24	АО «Мурманская ТЭЦ»
	Завод ТО ТБО	ул. Домостроительная, д.34	Филиал №1 АО «Завод ТО ТБО»
	Южная котельная	ул. Фадеев ручей, сооружение 7	АО «Мурманская ТЭЦ»
2	Котельная «Северная»	ул. Промышленная, д.15	АО «МЭС»
	Котельная «Роста»	ул. Лобова, д.75	АО «МЭС»
3	Котельная «Абрам Мыс»	ул. Судоремонтная, д.15	АО «МЭС»
4	Котельная ТЦ «Росляково -1»	Район Росляково, ул. Заводская, д.11	АО «МЭС»
5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Район Росляково, ул. Молодежная	АО «МЭС»
6	Котельная «Фестивальная»	ул.Фестивальная, д.10	АО «МЭС»
7	Угольная котельная МУП «МУК»	Район Дровяное	МУП «МУК»
8	Дизельная котельная	Район Дровяное, ул. Прибрежная	ООО «Тепло Людям. Кандалакша»
9	Котельная АО «ММТП»	Портовый проезд, 22	АО «ММТП»
10	Котельная №22	в/г №6, район Росляково, ул. Мохнаткина Пахта	ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту)

В соответствии с постановлением администрации города Мурманска от 27.06.2024 №2253, при актуализации на 2025 год схемы теплоснабжения муниципального образования городской округ город-герой Мурманск на период с 2023 по 2042 годы, в границах территории муниципального образования городской округ город Мурманск утверждены зоны 6 единых теплоснабжающих организаций (далее ЕТО), осуществляющих свою деятельность в 10 выделенных системах теплоснабжения. Каждая система сформирована по группе источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями.

Реестр единых теплоснабжающих организаций и границы зон деятельности, согласно ранее утвержденной схеме теплоснабжения, представлены в таблице 2 и на рисунке 4.

Таблица 2 – Реестр единых теплоснабжающих организаций согласно ранее утвержденной схеме теплоснабжения на территории муниципального образования городской округ город-герой Мурманск

Код зоны деятельности	Утвержденная ЕТО	№ системы теплоснабжения	Наименования источников в зоне деятельности ЕТО	Кол-во систем теплоснабжения
001	АО «Мурманская ТЭЦ»	1	Мурманская ТЭЦ	1
			Южная котельная	
			Восточная котельная	
			Котельная АО «Завод ТО ТБО»	
002	МУП «МУК»	7	Угольная котельная МУП «МУК»	1
003	АО «МЭС»	3	Котельная «Абрам-Мыс»	1
004	АО «МЭС»	6	Котельная «Фестивальная»	1
005	АО «ММТП»	9	Котельная АО «ММТП»	1
006	АО «МЭС»	2	Котельная «Северная	4
		3	Котельная «Роста»	
		4	Котельная ТЦ «Росляково-1»	
		5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	
007	ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту)	10	Котельная №22	1
008	ООО «Тепло людям. Кандалакша»	8	Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная)	1

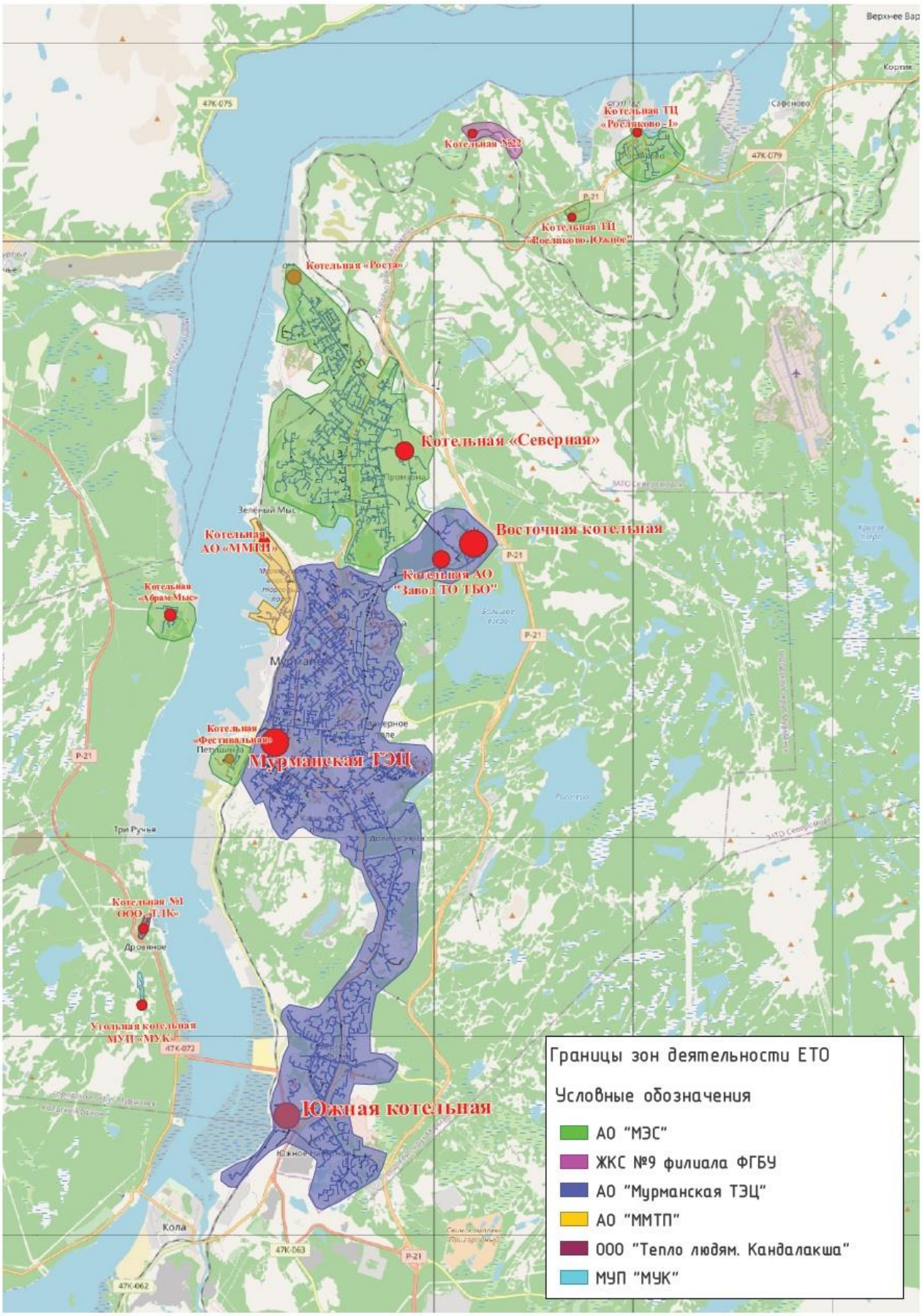


Рисунок 4. Границы зон деятельности ЕТО

1.1.2. Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций

АО «Мурманская ТЭЦ» реализует тепловую энергию с коллекторов в горячей воде и паре. Порядка 30% тепловой энергии направляется непосредственно потребителю по собственным теплосетям, 70 % энергии реализуется через тепловые сети АО «МЭС», имеет место транспортировка по муниципальным тепловым сетям.

АО «МЭС» реализует тепловую энергию через собственные (арендуемые) тепловые сети потребителям.

МУП «МУК» осуществляет отопление и горячее водоснабжение потребителей по улице Смирнова района Дровяного, используя муниципальные тепловые сети.

ООО «Тепло Людям. Кандалакша» осуществляет деятельность по производству, транспортировке и сбыту тепловой энергии на нужды отопления и горячего водоснабжения потребителей по ул. Прибрежная на территории района Дровяного г. Мурманска, используя муниципальные тепловые сети.

Филиал №1 АО «Завод ТО ТБО» реализует тепловую энергию в паре, выработанную за счет термической обработки несортированных твердых бытовых отходов, на Восточную котельную АО «Мурманская ТЭЦ».

АО «ММТП» передает тепловую энергию в горячей воде потребителям промышленной зоны порта, а также на здание Мурманского морского вокзала.

ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) самостоятельно осуществляет теплоснабжение потребителей от собственного источника.

Договоры теплоснабжения заключают соответствующие службы сбыта всех теплоснабжающих организаций, генерирующих тепловую энергию. Транспортировщиками тепловой энергии в г. Мурманск, осуществляющими комплекс организационных и технологически связанных действий, обеспечивающих передачу тепловой энергии и теплоносителя через тепловые сети и устройства, являются все теплоснабжающие и теплосетевые организации. В большинстве случаев договоры теплоснабжения со своими потребителями теплоисточник заключает напрямую. Также присутствуют подключения через теплосбытовые организации. В качестве контрагентов выступают юридические лица – предприятия, ТСЖ, УК, ЖСК.

Теплоснабжение потребителей осуществляется в соответствии с правилами организации теплоснабжения, утверждаемыми Правительством Российской Федерации. Потребители тепловой энергии приобретают тепловую энергию и (или) теплоноситель у теплоснабжающей организации по договору теплоснабжения,

который является публичным. Структура системы теплоснабжения г. Мурманск представлена на рисунке 5.

Рисунок 5. Структура системы централизованного теплоснабжения г. Мурманск

1.1.3. Зоны действия производственных котельных

Согласно полученным данным, на территории г. Мурманск действует одна промышленно-отопительная котельная, расположенная на территории Мурманского Морского Торгового порта. Источник находится в долгосрочной аренде ФГУП «Росмортпорт». Тепловая энергия направляется на нужды абонентов в промзоне торгового порта, а также для теплоснабжения здания Мурманского морского вокзала. Теплоснабжение потребителей жилых районов г. Мурманска от котельной не осуществляется.

1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Автономные источники тепла имеют ряд промышленных объектов, расположенных в промышленных зонах на территории города, а также частично индивидуальная жилая застройка.

1.1.5. Описание изменений в функциональной структуре теплоснабжения города Мурманска за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Действующая в настоящее время схема теплоснабжения актуализирована на 2025 год, утверждена Постановлением администрации города Мурманска от 27.06.2024 №2253.

Для актуализации схемы на 2026 год базовым принимается 2024 год.

В 2024 году статус единой теплоснабжающей организации получили 6 организаций, были скорректированы количество и состав теплоснабжающих организаций (ТСО) в системах теплоснабжения муниципального образования.

Предыдущей актуализацией схемы теплоснабжения было принято решение о разделении зоны ЕТО № 002, образованную на базе угольной и дизельной котельных МУП «МУК», с выделением зон деятельности по каждой из котельных:

- Зона деятельности ЕТО № 002, включающая в себя систему теплоснабжения, образованную на базе угольной котельной МУП «МУК»;

- Зона деятельности ЕТО № 008, включающая в себя систему теплоснабжения, образованную на базе дизельной котельной, переданной в эксплуатацию ООО «Тепло людям. Кандалакша» в рамках концессионного соглашения.

Для других ранее назначенных ЕТО в рамках актуализации Схемы теплоснабжения зоны их действия сохранились.

Таким образом, на территории г. Мурманска по состоянию на 2025 год действует 6 единых теплоснабжающих организаций в 8 зонах деятельности.

1.2. Источники тепловой энергии

1.2.1. АО «Мурманская ТЭЦ»

1.2.1.1. Общее описание

АО «Мурманская ТЭЦ» – теплоснабжающая организация, поставляющая тепловую энергию в Первомайский, Октябрьский и частично в Ленинский округа города Мурманска. На сегодняшний день предприятие представляет собой систему теплоснабжения, в которой действует три крупный источника тепловой энергии:

- Мурманская ТЭЦ и тепловые сети;
- Южная котельная и тепловые сети;
- Восточная котельная и тепловые сети.

Тепловые сети источников соединены между собой трубопроводами, диаметр которых, однако, не позволяет осуществлять работу нескольких источников на единую тепловую сеть (также имеется одна перемычка в п23/3 для подпитки (в летнем режиме работы) Больничного от Южной котельной). Тепловые сети источников отделены друг от друга секционирующими задвижками, которые в стационарном режиме работы закрыты.

АО «Мурманская ТЭЦ» является ЕТО в зоне деятельности №001.

АО «Мурманская ТЭЦ» осуществляет поставку 71 % производимой в городе тепловой энергии. Общая присоединенная нагрузка системы составляет 754,452 Гкал/ч, при имеющейся установленной мощности в 1137 Гкал/ч.

Каждый источник снабжает тепловой энергией потребителей, подключенных в зоне действия источника (теплоснабжения), в соответствии с оперативной схемой. Все три системы теплоснабжения связаны между собой на тепловых сетях, существует возможность частичного переключения нагрузок с одного источника на другой, что периодически реализуется в летний режим работы.

На источнике теплоснабжения Мурманская ТЭЦ (далее - Мурманская ТЭЦ), построенной в 1934 г., установлено 7 паровых (ТП-30 Р - 3 шт., ТП-35 У - 1 шт., БМ-35Р – 2 шт. и ГМ-50 -1 шт.) и 3 водогрейных котла (ПТВМ - 50 - 2 шт. и ПТВМ-100 – 1 шт.). На станции имеются 2 турбины, мощностью 6 МВт каждая. Производство электроэнергии на Мурманской ТЭЦ незначительно по сравнению с производством тепла. С октября 2011 года выработка электроэнергии Мурманской ТЭЦ осуществляется исключительно для собственных нужд предприятия, прекращена

реализация сторонним потребителям в связи с высокой себестоимостью производства электрической энергии и, как следствие, неконкурентоспособной ценой.

Мурманская ТЭЦ работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 120/70 ºС, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 115 ºС (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 26 ºС).

Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 281,977 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 234,132 Гкал/ч;
- вентиляция – 18,140 Гкал/ч;
- ГВС – 29,705 Гкал/ч.

На Восточной котельной, построенной в начале 1980-х гг., установлено 6 котлов - 3 паровых котла марки ГМ-50-14/250 и 3 водогрейных котла марки КВГМ-100. Котельная работает круглогодично, фактический температурный график отпуска тепловой энергии – 120/70 ºС. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 166,508 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 126,023 Гкал/ч;
- вентиляция – 16,895 Гкал/ч;
- ГВС – 21,468 Гкал/ч;
- технологические нужды – 2,123 Гкал/ч (в т.ч. нагрузка по пару – 1,4 Гкал/ч).

Южная котельная введена в эксплуатацию в 1972 г. и включает в себя 3 паровых котла марки ДКВР-20-13/250 и 5 водогрейных котлов марок ПТВМ -100-3 шт. и КВГМ-100 – 2 шт. Котельная работает круглогодично, фактический температурный график отпуска тепловой энергии – 120/70 ºС. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей 305,967 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 242,711 Гкал/ч;
- вентиляция – 21,997 Гкал/ч;
- ГВС – 41,26 Гкал/ч.

Водогрейные котлы котельных Восточная и Южная работают самостоятельно по типовой схеме котельной и предназначены для обеспечения тепловой энергией в виде горячей воды установленных параметров жилых объектов и инфраструктуры восточной и южной частей г. Мурманска. Паровые котлы работают на удовлетворение собственных нужд котельных и на отпуск пара потребителям, также пар с котлов отпускается на теплообменники для подогрева сетевой воды.

В качестве основного и резервного топлива на всех источниках используется мазут марки топочный 100 зольный, теплотой сгорания порядка 9032 ккал/кг. Аварийное топливо не предусмотрено. Топливо доставляется на источники посредством ж/д транспорта. Подъездные пути и склады хранения принадлежат АО «Мурманская ТЭЦ».

1.2.1.2. Структура и технические характеристики основного оборудования

Мурманская ТЭЦ

В состав основного оборудования входит:

– три паровых котла ТП-30 Р, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 30 т/ч каждый;

– один паровой котел ТП-35У, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 35 т/ч;

– два паровых котла БМ-35Р, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 40 т/ч каждый;

– один паровой котел ГМ-50, производства ООО «Белгородский котельный завод», паспортной паропроизводительностью 50 т/ч;

– два водогрейных котла ПТВМ-50, производства Машиностроительный завод «Татра», производительностью 45 и 45 Гкал/ч соответственно;

– один водогрейный котел ПТВМ-100, производства ОАО «Дорогобужский котельный завод», производительностью 86 Гкал/ч;

– паровая турбина Р-6-35-6, установленной электрической мощностью 6 МВт, производства ОАО «Калужский турбинный завод»;

– паровая турбина ПР-6-35-10\1,2, установленной электрической мощностью 6 МВт, производства ОАО «Калужский турбинный завод».

Южная котельная

– три паровых котла ДКВр-20-13/250, производства ОАО «Бийский котельный завод», паропроизводительностью 20 т/ч каждый;

– три водогрейных котла ПТВМ-100, производства ОАО «Дорогобужский котельный завод», производительностью 75 Гкал/ч каждый;

– два водогрейный котла КВГМ-100, производства ОАО «Дорогобужский котельный завод», производительностью 100 Гкал/ч каждый.

Восточная котельная

– три паровых котла ГМ-50-14/250, производства ООО «Белгородский котельный завод», производительностью 50 т/ч каждый;

– три водогрейных котла КВГМ-100, производства ОАО «Дорогобужский котельный завод», производительностью 100 Гкал/ч каждый.

Технические характеристики основного и вспомогательного оборудования источников АО «Мурманская ТЭЦ» - Мурманской ТЭЦ, Южной котельной и Восточной котельной - приведены в таблицах 3 - 14 соответственно.

Таблица 3 – Технические характеристики котлоагрегатов АО «Мурманская ТЭЦ»

Тип котлоагрегата, ст. №	Год ввода в эксплуа-тацию	Производитель-ность проектная/ фактическая, тонн/ч (Гкал/ч)	Давление расчётное, кг/см^2	Температура пара, (воды), ºС	КПД «брутто» по данным последних испытаний, %	Тип экономайзера	Завод-изготовитель котлов	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
Мурманская ТЭЦ									
Энергетические котлы									
ТП -30Р, № 1	1954	30/30	23	375	89,33	двухпакетный стальной горизонтальный змеевиковый	Белгородский котельный завод	2023 год	ЭПБ 2022 (до 2026)
ТП -30Р, № 2	1957	30/30	23	375	89,33	двухпакетный стальной горизонтальный змеевиковый	Белгородский котельный завод	2024год	ЭПБ 2023 (до 2027)
ТП -30Р, № 3	1958	30/30	23	350	88,99	однопакетный стальной горизонтальный змеевиковый	“Красный котельщик» г. Таганрог	2023 год	ЭПБ 2022 (до 2026)
ТП -35-У, № 4	1960	35/35	39	450	90,17	двухпакетный стальной змеевиковый гладкотрубный	Белгородский котельный завод	2021 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
БМ-35Р, № 5	1962	35/40	39	450	90,18	трехпакетный стальной змеевиковый	Белгородский котельный завод	2022 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
БМ-35Р, № 6	1963	35/40	39	450	90,18	кипящего типа	Белгородский котельный завод	2018 год	ЭПБ 2023 (до 2028)
ГМ-50, № 7	1964	50/50	39	440	90,19	двухпакетный стальной змеевиковый кипящего типа	Белгородский котельный завод	2021 год	ЭПБ 2023 (до 2028)
Водогрейные котлы									
ПТВМ-50, №8	1965	50/45,0	16	150	88,29	-	Машиностроительный завод «Татра»	2023 год	ЭПБ 2023 (до 2027)
ПТВМ-50, №9	1966	50/45,0	16	150	90,4	-	Машиностроительный завод «Татра»	2022 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
ПТВМ-100, №10	1970	100/86	16	150	87,43	-	Дорогобужский котельный завод	2022 год	ЭПБ 2024 (до 2028)

Тип котлоагрегата, ст. №	Год ввода в эксплуа-тацию	Производитель-ность проектная/ фактическая, тонн/ч (Гкал/ч)	Давление расчётное, кг/см^2	Температура пара, (воды), ^oC	КПД «брутто» по данным последних испытаний, %	Тип экономайзера	Завод-изготовитель котлов	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
Южная котельная									
Паровые котлы									
ДКВР-20-13/250 № 1	1973	20	13	250	90,48	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	2021 год	ЭПБ 2027 год
ДКВР-20-13/250 № 2	1973	20	13	250	89,65	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	2023 год	ЭПБ 2027 год
ДКВР-20-13/250 № 3	1973	20	13	250	89,42	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	2022 год	ЭПБ 2026 год
Водогрейные котлы									
ПТВМ-100, № 4	1974	100/75	16	150	89,76	-	Дорогобужский котельный завод	2024 год	ЭПБ 2028 год
ПТВМ-100, № 5	1974	100/75	16	150	89,3	-	Дорогобужский котельный завод	2023 год	ЭПБ 2027 год
ПТВМ-100, № 6	1975	100/75	16	150	89,54	-	Дорогобужский котельный завод	2023 год	ЭПБ 2027 год
КВГМ-100, № 7	1992	100	16	150	90,67	-	Дорогобужский котельный завод	2023 год	ЭПБ 2027 год
КВГМ-100, № 8	1994	100	16	150	90,67	-	Дорогобужский котельный завод	2024 год	ЭПБ 2028 год
Восточная котельная									
Паровые котлы									
ГМ-50-14/250, № 1	1982	50	14	250	90,85	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	2022 год	2026 год
ГМ-50-14/250, № 2	1983	50	14	250	90,85	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	2021 год	2027 год
ГМ-50-14/250, № 3	1985	50	14	250	91,37	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	2023 год	2027 год
Водогрейные котлы									
КВГМ-100, № 4	1983	100	16	150	91,06	-	Дорогобужский котельный завод	2023 год	2028 год
КВГМ-100, № 5	1984	100	16	150	91,06	-	Дорогобужский котельный завод	2023 год	2028 год
КВГМ-100, № 6	1986	100	16	150	91,06	-	Дорогобужский котельный завод	2022 год	2026 год

Таблица 4 – Технические характеристики турбоагрегатов на Мурманской ТЭЦ

Турбоагрегат	Ст. №	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, Мпа	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
Р-6-35/6	№ 3	Калужский турбинный	1962	6,0	33,0	33,0	-	3,4	435
ПР-6-35/10/1,2	№ 4		1963	6,0	41,0	41,0	17,0	3,4	435
			Итого:	12,0	74,0	57,0	17,0		

Таблица 5 – Технические характеристики энергетических котлоагрегатов Мурманской ТЭЦ

Марка котла	Ст. №	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см^2	температура, °С	основное	резервное
ТП-30 Р	№ 1	1958	30	23	375	Мазут топочный 100	Нет
ТП-30 У	№ 2	1957	30	23	375		
ТП-30 Р	№ 3	1954	30	23	350		
ТП-35 У	№ 4	1960	35	39	450		
БМ-35	№ 5	1962	40	39	450		
БМ-35	№ 6	1963	40	39	450		
ГМ-50-1	№ 7	1964	50	39	440		

Таблица 6 – Технические характеристики пиковых водогрейных котлоагрегатов Мурманской ТЭЦ

Марка котла	Ст.№	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Номинальная температура теплоносителя, °С, на входе в КА	Номинальная температура теплоносителя, °С, на выходе из КА	Вид сжигаемого топлива	
						основное	резервное
ПТВМ-50	№ 8	1965	45	104	114-136	Мазут топочный 100	Нет
ПТВМ-50	№ 9	1966	45	104	120-140		
ПТВМ-100	№ 10	1970	86	104	115-146		
Итого:			176				

Таблица 7 – Количество горелок и тягодутьевых установок на теплоисточниках АО «Мурманская ТЭЦ»

Наименование котла	Станционный номер котла	Количество горелок на котел	Дутьевой вентилятор			Дымосос	Q, тыс.м³3/ч
			Тип	Q, тыс.м³/ч	Кол-во		
Мурманская ТЭЦ							
ТП – 30Р	Ст.№1	4	ВД-13,5	40		Д-15,5	61
ТП – 30Р	Ст.№2	4	ВД-15,5	34		Д-15,5	61
ТП – 30Р	Ст.№3	4	ВД-15,5	53		Д-15,5	65
ТП – 35У	Ст.№4	4	ВД-13,5	38		Д-15,5	61
БМ – 35Р	Ст.№5,6	4	ВД-15,5	53		Д-15,5	69
ГМ – 50	Ст.№7	6	ВД-15,5	53		Д-18	91
ПТВМ–50	Ст.№8, 9	12	Ц-14-46	5,5	12		
ПТВМ–100	Ст.№10	16	Ц-14-46-5-01	10	16		
Южная котельная							
ДКВР-20-13/250	Ст. № 1, 2, 3	3 (типа ГМГ- 5М)	ВД-10	23	1	Д-13,5	50
ПТВМ-100	Ст. № 4, 5	16	Ц-14-46-5	10	16		
	Ст.№ 6,	16	Ц-14-46-5	10	16	ДН-222-062ГМ	252
КВГМ – 100	Ст.№ 7, 8	3 (типа ПГМГ-40 ПД)	ВДН-18	150	1	ДН-222-062ГМ	252
Восточная котельная							
ГМ – 50-14-250	Ст. № 1, 2, 3	4	ВДН-15	50		ДН-19	82
КВГМ-100	Ст. № 4	3 (типа ПГМГ-40 ПД)	ВДН-15	50		ДН-18х2	180
	Ст. № 5, 6	3 (типа ПГМГ-40 ПД)	ВДН-17	73		ДН-18-2	180

Таблица 8 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Мурманской ТЭЦ

№ подогревателя	Назначение	Марка (тип)	Рабочее давление, кг/см²	Расч. давление, кг/см²		Температура, °С		Поверхность нагрева, м²
				воды	пара	воды	пара	
№1	Бойлер основной	БО-350	2/14	14	2	116	133	350
№2	Бойлер основной	БО-350	2/14	14	2	116	133	350
№1	Бойлер пиковый	БП-200	7/14	14	7	135	250	200
№2	Бойлер пиковый	БП-200	7/14	14	7	135	250	200
№3	Бойлер пиковый	БП-200	7/14	14	7	135	250	200
№1	Охладитель конденсата	ПП1-53-7 IV	7/14	16	7	150	250	53,9
№ 2	Охладитель конденсата	ПП1-53-7 IV	7/14	16	7	150	250	53,9
№ 3	Охладитель конденсата	ПП1-53-7 IV	7/14	16	7	150	250	53,9
№1	Подогреватель высок.давления	ПВ60-4	9/75	89	8	170	300	200/1100
№2	Подогреватель высок.давления	ПВ60-4	8/74	89	8	170	300	200/1100
№3	Подогреватель высок.давления	ПВ60-4	7.8/72.5	89	8	170	300	200/110
№4	Подогреватель высок.давления	ПВ60-4	8/89	89	8	170	330	200/1100
№1	Охладитель конденсата калориферов котлов	ОККК-1	7/16	16	7	150	250	53,9
№2	Охладитель конденсата калориферов котлов	ОККК-2	7/16	16	7	150	250	53,9
№1	Охладитель конденсата мазутных подогревателей	ОКМП-1	7/16	16	7	150	250	53,9
№2	Охладитель конденсата мазутных подогревателей	ПП2-24-0,7-2	7/16	16	7	150	250	24,4

Таблица 9 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Южной котельной

№ подогревателя	Назначение	Тип, марка	Рабочее давление, кг/см²	Расчетное давление, кг/см²	Температура, °С		Поверхность нагрева, м²
					Корпус	Тр. пучок	
№1	Охладитель подпиточной воды	ПВ 273-4-1,0-РГ-2-Уз	10	14	150	105	41,12
№2	Охладитель подпиточной воды	ПВ1 219-4-РГ-1,0-11,51-Г	10	14	150	105	11,51
№3	Охладитель подпиточной воды	ПВ1 219-4-РГ-1,0-11,51-Г	10	14	150	105	11,51
№1	Подогреватель сырой воды	ПВ 273-4-1,0-РГ-1-Уз	10	14	150	105	20,56
№2	Подогреватель сырой воды	ПВ 273-4-1,0-РГ-3-Уз	10	14	150	105	61,68
№3	Подогреватель сырой воды	ПВ 219-4-1,0-РГ-2-УЗ	10	14	150	105	23
№4	Подогреватель сырой воды	ПВ 219-4-1,0-РГ-2-УЗ	10	14	150	105	23
№1	Сетевой подогреватель	ПП1-53-7-IV	16	16	250	130	53,9
№2	Сетевой подогреватель	ПП1-53-7-IV	16	16	250	130	53,9
№3	Сетевой подогреватель	ПП1-53-7-IV	16	16	200	180	53,9
№4	Сетевой подогреватель	ПП1-53-7-IV	16	16	250	150	53,9
№5	Сетевой подогреватель	ПП1-53-7-IV	16	16	250	130	53,9
	Подогреватель химочищенной воды	ПВ 219-4-1,0-РГ	10	14	150	90	11,51

Таблица 10 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Восточной котельной

№ подогревателя	Назначение	Марка (тип)	Рабочее давление, кг/см2	Расчетное давление, кг/см²	Температура, °С		Поверхность нагрева, м²
					Корпус	Тр. пучок	
№ 1	Подогреватель сырой воды	ПП1-53-0,7-4	7	16	250	70-150	53,0
№ 2	Сетевой подогреватель	ПП1-53,9-0,7-2-УЗ	16	16	250	150	53,9
№ 3 - 5	Сетевые подогреватели	05 ОСТ 34-577-68	16	16	180	150	53,9
№ 6 - 9	Сетевой подогреватель	ПП1-53-0,7-4	16	16	250	70-150	53,0
№ 10-11	Сетевой подогреватель	ПП1-75кп/23-ок-16-II	16	16	250	150	53,0

Таблица 11 – Характеристика деаэраторов, установленных на теплоисточниках АО «Мурманская ТЭЦ»

№ п/п	Назначение	Станционный номер	Емкость, м3	Год установки
Мурманская ТЭЦ				
1	Питательный деаэратор №1	ПД-1	29	2009
2	Питательный деаэратор №2	ПД-2	29	2008
3	Питательный деаэратор №3	ПД-3	29,5	2017
4	Питательный деаэратор №4	ПД-4	29,5	2017
5	Сетевой деаэратор №1	СД-1	35	2016
6	Сетевой деаэратор №2	СД-2	35	1981
Южная котельная				
1	Питательный деаэратор (ПД) ДСА-100	1	50	2012
2	Сетевой деаэратор № 1 (СД-1) ДСА-75	1	35	2015
3	Сетевой деаэратор № 2 (СД-2) ДА-200М	2	50	1993
Восточная котельная				
1	Питательный деаэратор (ПД) ДСА-100/35	1	35	2017
2	Питательный деаэратор (ПД) ДСА-100/35	2	35	2014
3	Сетевой деаэратор (СД) ДСА-100/25	1	25	2009

Таблица 12 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Мурманской ТЭЦ

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
Насосы питательные	ПЭ 65-42	65м^3/ч, 33 кг/см^2, 2940 об/мин, 125 кВт, 380В	3 ед.
	ПЭ 150-56	150 м^3/ч, 58 кг/см^2, 2980 об/мин, 500 кВт, 6000В	1 ед.
	ПЭ 100-53	100м^3/ч, 58кг/см2, 2970 об/мин, 320кВт, 6000В	3 ед.
Насосы сетевые	СЭ 1250 х 140	1260 м^3/час, 12,3кг/см^2, 1480об/мин, 630кВт, 6000В	4 ед.
	КРНА-300/660/40-АО191	1250м^3/час, 14кг/см^2, 1491об/мин, 710кВт, 6000В	1 ед.
Насосы подпиточные	К 100-65-250	90м^3/час, 6,7кг/см^2, 2900об/мин, 40кВт, 380В	5 ед.
Насосы конденсатные	8КСД 5х3	95м3/ч, 8,2кг/см^2, 1475об/мин, 55кВт, 380В	3 ед.
Насосы холодной воды	6 К 8	105м^3/ч, 4,5кг/см^2, 1470об/мин, 98кВт	3 ед.
Насосы рециркуляционные	НКУ-250	250м^3/ч, 3,2кг/см^2, 1460об/мин, 126кВт	7 ед.
Аккумуляторные баки		отсутствуют	
Насосы топливные питательные	5 Н 5Х4	68 м^3/ч; 250 м вод.ст.; 110 кВт	2 ед.
	4 Н 5Х4	36 м^3/ч; 220 м вод.ст.; 50 кВт	1 ед.
Насосы топливные рециркуляция	5НК-9Х1	65 м3/ч; 38 м вод.ст.; 18,5 кВт	1 ед.
	6НК-5Х1	135 м^3/ч; 65 м вод.ст.; 22кВт	2 ед.
Насосы топливные погружные	12НА- 22Х6	145 м^3/ч; 54 м вод.ст.; 30кВт	4 ед.
Вентиляторы	ВД - 15,5	34100м^3/ч, 250мм.в.ст, 740 об/мин, 75 кВт	5 ед.
	ВД - 13,5	40000м^3/ч, 295 мм.в.ст, 985 об/мин, 75 кВт	2 ед.

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
Деаэратор питательный	ДСА - 100	100 $м^3$/ч	4 ед.
Деаэратор сетевой	ДСА - 100	100 $м^3$/ч	2 ед.
Подогреватели пароводяные	БО-350	Sнагр.= 350$м^2$; G=1150$м^3$/ч Р пара = 2 кгс/$см^2$, Рв=14кг/$см^2$	2 ед.
	БП-200	Sнагр.= 200 $м^2$; G=750$м^3$/ч; Р пара=7 кгс/$см^2$, Рв=14кг/$см^2$.	3 ед.
Дымовая труба (высота м)	-	100 м	1 ед.
	-	150 м	1 ед.
Характеристика мазутного хозяйства, объём, диаметр резервуаров	вертикальные с прямоугольным сечением железобетонные	V=2000 $м^3$	2 ед.
	вертикальные цилиндрические железобетонные	V=3000 $м^3$; D=26 м	2 ед.
		V=5000 $м^3$; D=30 м	1 ед.

Таблица 13 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Восточной котельной

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
Насосы питательные № 1	ЦНСГ 60 - 198	60м3/ч, 198мм.в.ст., 55кВт, 380В, 2900 об/мин.	1 ед.
Насосы питательные № 2,3	ЦНСГ 60 - 198	60м3/ч, 198мм.в.ст., 75кВт, 380В, 2900 об/мин.	2 ед.
Насосы сетевые	СЭ 1250 х 140	1250 м3/ч; 140 м вод.ст., 630кВт, 1500об/мин,6000В	5 ед.
Насосы подпиточные	К 100-65-250	100м3/ч, 80 м.в.ст.,45кВт, 2900 об/мин, 380В	2 ед.
Насосы сырой воды	К 100-65-250	100м3/ч, 80 м.в.ст, 45кВт, 2900 об/мин, 380В	1 ед.
	4к – 90/85а	90м3/ч, 87 м.в.ст, 55кВт, 2940об/мин,380В	1 ед.
	Д 200-95	200м3/ч, 95 м.в.ст, 75кВт, 2920 об/мин,380В	1 ед.
Насосы рециркуляционные	НКУ 630/80	630м3/ч, 84м.в.ст., 200кВт, 380В, 2943об/мин	3 ед.
Аккумуляторные баки		отсутствуют	
Насосы топливные питательные	4 Н5х4	75кВт, 25 кгс/см2, 30м3/ч,-2шт; 110кВт, 25 кгс/см2 , 30м3/ч,-1шт	3 ед.
Насосы топливные рециркуляция	6НК-9х1	120 м3/ч; 65м вод.ст.; 55кВт	1 ед.
	5НК-9х1	70 м3/ч; 54 м вод.ст.; 22кВт	1 ед.
Насосы топливные погружные	12НА- 22х6	120 м3/ч; 54 м вод.ст.;40кВт	2 ед.
Дымососы	Д Н - 19	82000м3/ч, 500 мм.в.ст. 200кВт, 975 об/мин	3 ед.
	Д Н - 18х2	180000м3/ч,300мм.в.ст,320кВт, 750 об/мин	1 ед.
	Д Н - 18х2	180000м3/ч; 300 мм.в ст.; 250 кВт; 750 об/мин	1 ед.
	Д Н - 18х2	180000м3/ч; 300 мм.в.ст.; 315 кВт; 750 об/мин	1 ед.
Вентиляторы	ВДН - 17	73000 м3/ч, 420 кгс/м2, 160кВт, 1000 об/мин, 400В	4 ед.
	ВДН-15	50000 м3/ч,365 мм.в.ст.; 90 кВт; n=975 об/мин	1 ед
	ВДН-15	50000 м3/ч; 365 мм.в.ст.;75 кВт; n=980 об/мин	2 ед
	ВДН - 15	50000 м3/ч; 375 кгс/м2; 160 кВт; n=1000 об/мин	2 ед.

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
Дымовая труба (высота м)	-	120 м	1 ед.
Питательный деаэратор (ПД)	ДСА-100/35	100 м3/ч	2 ед.
Сетевой деаэратор (СД)	ДСА-100/25	100 м3/ч	1 ед.
Характеристика мазутного хозяйства, объём, диаметр резервуаров	Стальные вертикальные цилиндрические наземные	V=10 000 м3; D=28,5 м	4 ед.

Таблица 14 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Южной котельной

Наименование оборудования	Тип оборудования		Характеристика оборудования	Кол-во
Насосы питательные	ЦНСГ- 60 -198		198 м³/ч; 228 м вод.ст.; 55 кВт	1 ед.
	ЦНСГ-6О-264		264 м³/ч; 304 м вод.ст.; 75 кВт	3 ед.
Насосы сетевые	СЭ 1250 х 140		1250 м³/ч; 140 м вод. ст.; 630 кВт	4 ед.
	KRHA-300/660 /40A-O19		1250 м³/ч; 140 м вод. ст.; 710 кВт	2 ед.
	3В 200-2		450 м³/ч; 84 м вод.ст.; 160 кВт	2 ед.
Насосы подпиточные	К 90/85		90 м³/ч; 87 м вод.ст.; 37 кВт	2 ед.
	Д 200-90 (а)		200 м³/ч; 90 (74) м вод.ст.; 132 (90) кВт	2 ед.
Насосы аварийной подпитки	1Д 200-90б УХЛ		160 м³/ч; 62 м вод.ст.; 55 кВт	1 ед.
Насосы сырой воды	К 160/30 - УХЛ		160 м³/ч; 30 м вод.ст.; 30 кВт	2 ед.
Насосы рециркуляционные	СЭ 800-55		800 м³/ч; 55 м вод.ст.; 200 кВт	4 ед.
	№5,8	НКУ - 630/80	630 м3/ч , 80 м.в.ст., 200 кВт	2 ед.
	№6	ДЦН-638	630 м3/ч , 80 м.в.ст., 200 кВт	1 ед.
Аккумуляторные баки			отсутствуют	
Насосы топливные питательные	5 Н 5Х4		98 м³/ч; 320 м вод.ст.; 160 кВт	3 ед.
Насосы топливные рециркуляция	5НК-9Х1		70 м³/ч; 47 м вод.ст.; 20 кВт	1 ед.
	5НК-5Х1		90 м³/ч; 80 м вод.ст.; 55кВт	1 ед.
Насосы топливные погружные	12НА- 22Х6		150 м³/ч; 54 м вод.ст.; 32кВт	2 ед.
	12НА- 22Х6		150 м³/ч; 54 м вод.ст.; 40кВт	2 ед.
Дымососы	Д - 13,5		50 тыс.м³/ч;160 мм вод.ст.; 40кВт	3 ед.
	ДН - 22х2		250 тыс. м³/ч;195 м.в.ст., 250кВт	3 ед.
Вентиляторы	ВД - 10		23 тыс.м³/ч; 150 мм вод.ст.; 30кВт	3 ед.
	ВДН - 18		150 тыс.м³/ч; 420 кг/м², 200 кВт	2 ед.
Деаэратор питательный	ДСА - 100		100 м³/ч	1 ед.
Деаэратор сетевой	ДСА - 75		75 м³/ч	1 ед.
	ДСА - 200		200 м³/ч	1 ед.
Подогреватели пароводяные	СП1,2,5 МВН 1437-06		S нагр= 62,3 м² Рраб.=16кгс/см²	3 ед.
	СП3,4 05ОСТ 34-577-68		S нагр= 53,9 м² Рраб.=16кгс/см³	2 ед.
Подогреватели водо-водяные	отсутствуют			
Дымовая труба (высота м)	-		100 м	1 ед.
	-		180 м	1 ед.
Характеристика мазутного хозяйства, объём, диаметр резервуаров	Стальные вертикальные цилиндрические наземные		V=5000 м³; D=22,79 м	3 ед.
			V=3000 м³; D=18,98 м	1 ед.

Эксплуатационные показатели функционирования источников АО «Мурманская ТЭЦ» представлены в таблицах ниже.

Таблица 15 – Эксплуатационные показатели Мурманской ТЭЦ в 2019 – 2024 гг.

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Выработка электрической энергии	млн кВт-ч	17,136	16,621	16,800	12,958	12,2161	11,112
Расход электрической энергии на собственные нужды	млн кВт-ч	17,136	16,621	16,800	12,958	12,2161	11,112
в том числе:							
расход электрической энергии на ТФУ	млн кВт-ч	16,203	14,476	16,534	16,196	15,514	15,142
отпуск электрической энергии с шин ТЭЦ	млн кВт-ч	0	0	0	0	0	0
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	тыс. Гкал	694,798	663,748	711,772	664,627	631,881	667,046
в том числе:							
из производственных отборов	тыс. Гкал	98,189	93,362	57,364	38,112	37,968	34,289
из теплофикационных отборов	тыс. Гкал	0	0,407	42,729	39,542	37,353	35,078
из отборов противодавления	тыс. Гкал	0					
из конденсаторов	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0,000
из ПВК	тыс. Гкал	273,611	250,522	258,817	239,164	246,235	283,089
из РОУ	тыс. Гкал	322,998	319,457	352,862	347,809	310,326	314,590
Фактическое значение удельного расхода тепловой энергии брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами	ккал/кВт-ч						
Расход тепла на выработку электрической энергии	тыс. Гкал	110,532	103,742	103,549	15,102	14,691	13,111
Расход тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	87,15	82,648	86,909	85,111	85,532	87,618
Удельный расход тепловой энергии нетто на производство электрической энергии группой турбоагрегатов	ккал/кВт-ч						
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	г/кВт-ч						
Отношение отпуска тепловой энергии с отработавшим паром к полному отпуску тепловой энергии от ТЭЦ	%	14,1	14,1	14,1	11,7	11,9	10,4
Удельная теплофикационная выработка							
в том числе:							
с паром производственных отборов	кВт-ч/Гкал						
с паром теплофикационных отборов	кВт-ч/Гкал						
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу	млн кВт-ч	17,136	16,621	16,800	12,958	12,216	11,112
Выработка электрической энергии по конденсационному циклу	млн кВт-ч	0	0	0	0	0	0
Удельный расход тепла брутто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч						
Удельный расход тепловой энергии нетто на выработку электрической энергии турбоагрегатами по теплофикационному циклу	ккал/кВт-ч						
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, в том числе	г/кВт-ч	0	0	0	0	0	0
по теплофикационному циклу;	г/кВт-ч	0	0	0	0	0	0
по конденсационному циклу	г/кВт-ч	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	181,3	181,3	181,3	180,5	181,3	180,80
Полный расход топлива на ТЭЦ (на выработку ТЭ)	тыс. тут	126,001	120,369	129,016	119,964	114,529	120,604
Отпуск тепловой энергии в сеть	тыс. Гкал	692,024	661,317	708,906	662,111	629,272	664,397
Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	31,544	29,851	30,276	30,676	29,244	33509
Полезный отпуск тепловой энергии, в том числе:	тыс. Гкал	660,48	631,466	678,63	631,435	600,028	630,888

Таблица 16 – Эксплуатационные показатели Южной котельной в 2019 – 2024 гг.

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	37	38	39	40	41	42
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	158,88	157,72	158,06	157,68	157,50	157,50
Собственные нужды	%	7,5%	7,2%	7,0%	7,2%	7,3%	7,34%
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	169,65	169,65	169,55	169,94	169,97	169,6
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	34,2	36	34,2	37,2	36,5	35,5
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,264	0,244	0,260	0,240	0,239	0,243
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	-	-	-	-	-	-
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	-
Вид резервного топлива		-	-	-	-	-	-
Расход резервного топлива	т.у.т	-	-	-	-	-	-

Таблица 17 – Эксплуатационные показатели Восточной котельной в 2019 – 2024 гг.

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	35	36	37	38	39	40
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	160,19	158,53	156,85	158,0	157,931	157,85
Собственные нужды	%	10,6%	9,87%	8,94%	9,7%	8,9%	8,86%
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	171,3	171,7	171,72	174,535	172,778	172,5
Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	41	42,3	38,8	41,75	41,06	41,6
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	-	0,156	0,159	0,173	0,157	0,164	0,168
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100
Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100	100
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0	0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0	0
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	-	-	-	-	-	-
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	-	-	-	-	-	-
Вид резервного топлива		-	-	-	-	-	-
Расход резервного топлива	т.у.т	-	-	-	-	-	-

1.2.1.3. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На Мурманской ТЭЦ (Котлотурбинный цех) установлено 10 мазутных котлов, которые по теплоносителю подразделяются на две группы: на паровые (7 ед.) и водогрейные (3 ед.) котлы.

Кроме этого паровые котлы по давлению перегретого пара подразделяются еще на две группы оборудования. К первой группе относятся 3 котлоагрегата с рабочим давлением перегретого пара 21 кгс/см^2, ко второй группе относятся 4 котлоагрегата с параметрами перегретого пара на 39 кгс/см^2.

Каждая группа котлоагрегатов работает самостоятельно по типовой схеме ТЭЦ с поперечными связями по острому пару и питательной воде. Группа котлов 21 кгс/см^2 работает на собственные нужды. К котлам второй группы кроме всего прочего подключены 2 паротурбинные установки мощностью 6 МВт каждая. Водогрейные котлы котельного отделения работают в пиковом режиме и предназначены для выработки (тепловой энергии) в горячей воде (теплоносителе) с температурой до 150 °С. Тепловая схема ТЭЦ представлена в приложении А.

На Южной котельной (котельном цехе №1) АО «Мурманская ТЭЦ» установлено 8 мазутных котлов, которые по теплоносителю подразделяются на две группы: паровые (3 штуки) с параметрами перегретого пара на 13 кгс/см^2 и водогрейные (5 штук) котлы. Тепловая схема котельной представлена в приложении Б.

Паровые и водогрейные котлы работают самостоятельно по типовой схеме котельной и предназначены для обеспечения потребителей теплом в виде горячей воды и пара установленных параметров. Кроме этого, паровые котлы обеспечивают собственные нужды котельной.

На Восточной котельной (котельном цехе № 2) АО «Мурманская ТЭЦ» установлено 6 мазутных котлов, которые подразделяются на две группы: паровые (3 штуки) и водогрейные (3 штуки) котлы. Тепловая схема котельной представлена в приложении В.

Паровые и водогрейные котлы работают самостоятельно по схеме аналогичной Южной котельной.

Характеристики мощности источников АО «Мурманская ТЭЦ» представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ»

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал
Южная котельная (котельный цех №1)							
2020	461			0	461	33,137	427,863
2021	461			0	461	32,203	428,797
2022	461			0	461	33,245	427,755
2023	461			0	461	33,82	427,180
2024	461			0	461	33,82	427,178
Восточная котельная (котельный цех №2)							
2020	390			0	390	38,496	351,504
2021	390			0	390	34,859	355,141
2022	390			0	390	38,012	351,988
2023	390			0	390	34,55	355,450
2024	390			0	390	34,55	355,446
Мурманская ТЭЦ (котлотурбинный цех)							
	турбоагрегатов	**прочее**	**всего**				
2020	74	212	286	0	286	32,6	253,400
2021	74	212	286	0	286	32,148	253,852
2022	74	212	286	0	286	32,148	253,852
2023	74	212	286	0	286	35,14	250,860
2024	74	212	286	0	286	34,21	251,791

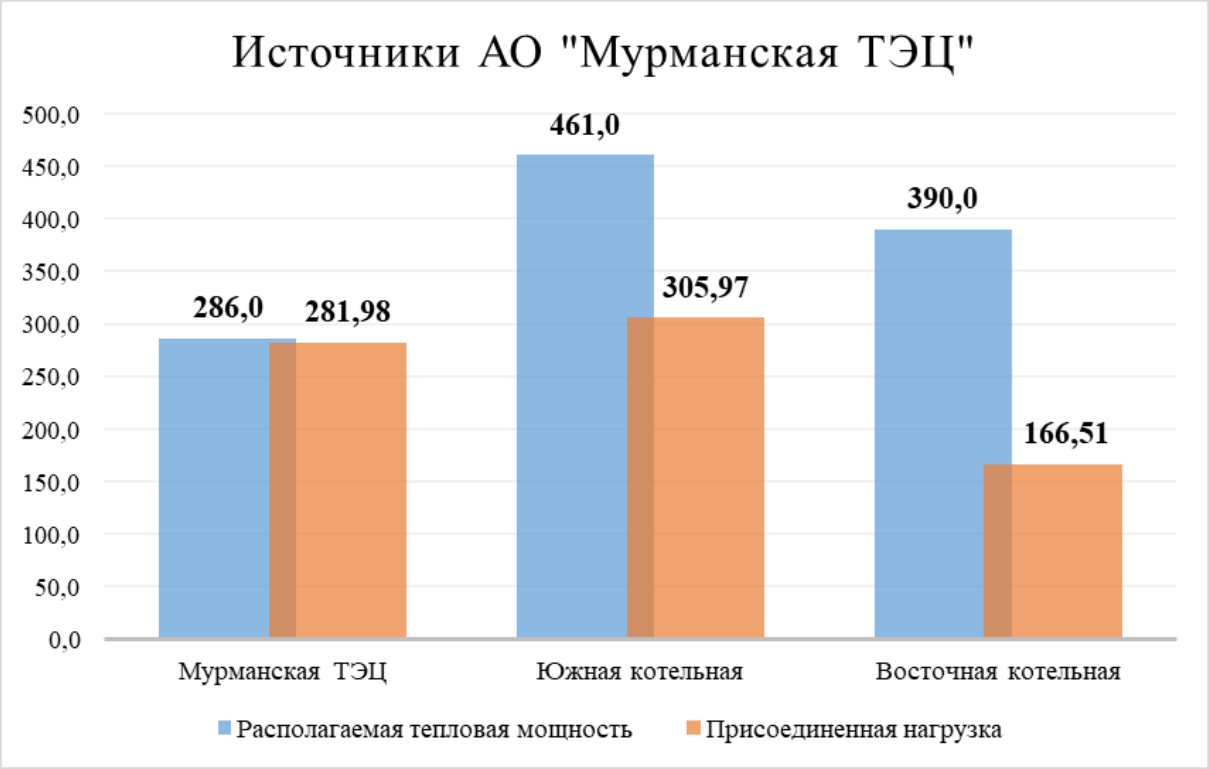


Рисунок 6. Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ»

1.2.1.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения о величине располагаемой тепловой мощности источников

АО «Мурманская ТЭЦ» представлены в таблице 18. Ограничений мощности на котельных нет, все установленное оборудование работает в предусмотренных режимах. Временные ограничения использования установленной электрической мощности носят сезонный характер и связаны с тем, что в летний период, при отсутствии отопительной нагрузки, работа турбоагрегатов исключена ввиду малой нагрузки по горячему водоснабжению.

1.2.1.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников АО «Мурманская ТЭЦ» представлены в таблице ниже.

Таблица 19 – Выработка, отпуск тепловой энергии, расход условного топлива по источникам АО «Мурманская ТЭЦ» за 2020-2024 годы

№ п/п	Источник	Выработка тепловой энергии, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, тыс. т
2020						
1	Мурманская ТЭЦ	746 396	85 079,0	661 317,0	мазут топочный 100	87,769
2	Южная котельная	910 190	65 425,0	844 765,0	мазут топочный 100	107,087
3	Восточная котельная	499 417	58519,0	440 898,0	мазут топочный 100	55,894
2021						
1	Мурманская ТЭЦ	798 681	89 775	708 906	мазут топочный 100	93,670
2	Южная котельная	978 658	68 364	910 294	мазут топочный 100	114,84
3	Восточная котельная	547 946	48 977	498 969	мазут топочный 100	62,654
2022						
1	Мурманская ТЭЦ	749 738,0	87 627,0	631 435,0	мазут топочный 100	87,33
2	Южная котельная	901 928,0	65 042,0	803 155,0	мазут топочный 100	105,06
3	Восточная котельная	496 387,0	48 381,0	467 656,0*	мазут топочный 100	58,03
2023						
1	Мурманская ТЭЦ	717 413	88 141	629 272	мазут топочный 100	83,897
2	Южная котельная	896 102	65 744	830 358	мазут топочный 100	105,969

№ п/п	Источник	Выработка тепловой энергии, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, тыс. т
3	Восточная котельная	519 517	46 026	473 491	мазут топочный 100	61,340
2024						
1	Мурманская ТЭЦ	754 664,0	90 267,0	664 397,0	мазут топочный 100	120 604,00
2	Южная котельная	907 065,0	66 436,0	840 629,0	мазут топочный 100	142 859,00
3	Восточная котельная	533 381,0	47 528,9	485 852,1	мазут топочный 100	84 194,00

* с учетом тепловой энергии, поступившей от котельной АО «Завод ТО ТБО»

Южная и Восточная котельные имеют избыток мощностей, а Мурманская ТЭЦ испытывает дефицит отпускаемой тепловой энергии (в период низких температур наружного воздуха). Исходной водой для подпитки теплосети является вода городского водопровода из рек Кола и Тулома, проходящая на котельных соответствующую подготовку и деаэрацию в деаэраторах атмосферного типа. Баки-аккумуляторы на котельных отсутствуют.

1.2.1.6. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ» приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ»

Наименование оборудования	Рег. №	Зав. №	Дата ввода в эксплуатацию	Объем, м^3	Давление Рабочее, кгс/см^2	Давление Пробное, кгс/см^2	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
Мурманская ТЭЦ (Котлотурбинный Цех)								
Паровой котел ст. №1, ТП - 30 Р	9037	35	01.11.1958 г.	9,5	21	28,8	2023 год	ЭПБ 2022 (до 2026)
Паровой котел ст. №2, ТП - 30 Р	2252	24	01.12.1957 г.	9,5	21	28,8	2024год	ЭПБ 2023 (до 2027)
Паровой котел ст. №3, ТП - 30 Р	1453	6719	01.02.1954 г.	9,5	21	28,8	2023 год	ЭПБ 2022 (до 2026)
Паровой котел ст. №4, ТП - 35 У	9711	162	01.01.1960 г.	10,5	39	54,0	2021 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
Паровой котел ст. №5, БМ – 35Р	11801	410	01.11.1962 г.	11,2	39	54,0	2022 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
Паровой котел ст. №6, БМ – 35Р	11844	524	01.02.1963 г.	11,2	39	54,0	2018 год	ЭПБ 2023 (до 2028)
Паровой котел ст. №7, ГМ - 50	12621	634	01.08.1964 г.	19,5	39	55,0	2021 год	ЭПБ 2023 (до 2028)
Водогрейный котел ст. №8, ПТВМ-50	13392	625	01.12.1965 г.	16,0	16,0	20,0	2023 год	ЭПБ 2023 (до 2027)
Водогрейный котел ст. №9, ПТВМ-50	13393	626	01.03.1966 г.	16,0	16,0	20,0	2022 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
Водогрейный котел ст. №10, ПТВМ-100	16823	811	01.12.1970 г.	30,0	16,0	20,0	2022 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
Южная котельная (Котельный Цех № 1)								
Паровой котел ст. №1, ДКВр-20	17655	6959	01.06.1973 г.	10,5	13,0	16,3	2021 год	ЭПБ 2027 год
Паровой котел ст. №2, ДКВр-20	17654	6951	01.06.1973 г.	10,5	13,0	16,3	2023 год	ЭПБ 2027 год
Паровой котел ст. №3, ДКВр-20	17663	585	01.09.1973 г.	10,5	13,0	16,3	2022 год	ЭПБ 2026 год
Водогрейный котел ст. №4, ПТВМ-100	17673	2307	01.01.1974 г.	30,0	16,0	20,0	2024 год	ЭПБ 2028 год

Наименование оборудования	Рег. №	Зав. №	Дата ввода в эксплуатацию	Объем, $м^3$	Давление Рабочее, $кгс/см^2$	Давление Пробное, $кгс/см^2$	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
Водогрейный котел ст. №5, ПТВМ-100	17690	2326	01.09.1974 г.	30,0	16,0	20,0	2023 год	ЭПБ 2027 год
Водогрейный котел ст. №6, ПТВМ-100	19699	2528	01.12.1975 г.	30,0	16,0	20,0	2023 год	ЭПБ 2027 год
Водогрейный котел ст. №7, КВГМ-100	24429	8585	01.09.1992 г.	30,0	16,0	20,0	2023 год	ЭПБ 2027 год
Водогрейный котел ст. №8, КВГМ-100	24461	9301	01.12.1994 г.	30,0	16,0	20,0	2024 год	ЭПБ 2028 год
Восточная котельная (Котельный Цех № 2)								
Паровой котел ст. №1, ГМ-50-14/250	23982	3428	01.12.1982 г.	25,0	16,0	20,0	2022 год	ЭПБ 2026 год
Паровой котел ст. №2, ГМ-50-14/250	24000	3819	01.04.1983 г.	25,0	16,0	20,0	2021 год	ЭПБ 2027 год
Паровой котел ст. №3, ГМ-50-14/250	24094	4304	01.12.1985 г.	25,0	16,0	20,0	2023 год	ЭПБ 2027 год
Водогрейный котел ст. №4, КВГМ-100	24018	4870	01.12.1983 г.	30,0	16,0	20,0	2023 год	ЭПБ 2028 год
Водогрейный котел ст. №5, КВГМ-100	24074	5359	01.09.1984 г.	30,0	16,0	20,0	2023 год	ЭПБ 2028 год
Водогрейный котел ст. №6, КВГМ-100	24112	6876	01.12.1986 г.	30,0	16,0	20,0	2022 год	ЭПБ 2026 год

1.2.1.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Отпуск тепла осуществляется с коллекторов источников АО «Мурманская ТЭЦ» через магистральные тепловые сети и далее по распределительным квартальным сетям к тепловым пунктам потребителей. Всего к АО «Мурманская ТЭЦ» подключено 31 (6 от Восточной котельной, 12 от Мурманской ТЭЦ и 13 от Южной котельной) центральных и 2077 индивидуальных тепловых пунктов. АО «Мурманская ТЭЦ» эксплуатирует 9 насосных станций (7 в работе).

Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть от Мурманской ТЭЦ осуществляется по двум тепломагистралям, выходящим из источника, при этом вторая тепломагистраль в П-2/2 условно разделяется (ответвляется) на третью:

– первый луч (по ул. Шмидта, ул. Челюскинцев, ул. Загородная);
– второй луч (по ул. Книповича, пр. Ленина, ул. С. Перовской, ул. К.Маркса);
– третий луч (по пр. Кирова, ул.Фрунзе, ул. Павлова, ул.Радищева).

Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть от Южной котельной осуществляется по двум тепломагистралям, при этом второй луч условно разделяется на третий (в П-2/4) и четвертый (в П-1) лучи:

– первый луч (по ул. Баумана, до П-3 и далее через НС №4 по пр. Кольский);
– второй луч (по пр. Кольский до П-3 и от пр. Кольский по ул. Копытова до ТК-13);
– третий луч (от П-2/4 в сторону ст. Кола);
– четвертый луч (от П-1 по ул. Бабикова далее по ул. Крупской до ТК-20/4 и по ул. Шабалина до ТК-15/4).

Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть от Восточной котельной осуществляется по двум тепломагистралям:

– первый луч (по ул. ВРШ, ул. Старостина, далее через НС №7 по ул. П.Зори, ул. К.Маркса ул. Книповича);
– второй луч (на промышленную зону).

Информация о насосном оборудовании насосных станций АО «Мурманская ТЭЦ» представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Данные по оборудованию насосных станций АО «Мурманская ТЭЦ»

Номер насосной	Адрес	Наименование	Тип насоса	Год ввода в эксплуатацию	Тип электродвигателя
Насосная №1	Пр. Кирова, 56А	ПКН-1	СЭ-800-55	1985	М-280М-4
		ПКН-2	СЭ-800-55	1993	5АМН-280М-4У3
		ПКН-4	СЭ-800-55	1993	4АМН-280М-4У3
Насосная №2	Ул. Пономарева, 5Б	ПКН-1	НКУ-140/49	1972	А02-81-4
		ПКН-2	НКУ-140/49	1972	А02-81-4
Насосная №3	Во дворе дома по адресу пр. Кольский, 41	ПКН-1	НКУ-90/38	1975	АИР-180-4S
		ПКН-2	НКУ-90/38	1975	АИР-180С4-У3
Насосная №4	Ул. Баумана, 8	ПКН-1	СЭ-1250/70	1975	А114-4М
		ПКН-2	СЭ-1250/70	1975	А114-4М
		ПКН-3	СЭ-1250/70	1979	А114-4М
		ПКН-4	СЭ-1250/70	1979	А4-355Х-4У3
Насосная №7	Ул. Карла Маркса, 42а	ПКН-1	200Д90	1983	4АМН-315S-4УS3
		ПКН-2	200Д90	1983	4АМН-315S-4УS3
		ПКН-3	200Д90	1983	4АМН-315S-4УS3
		ПКН-4	200Д90	1991	4АМН-315S-4УS3
		ПКН-5	200Д90	1991	4АМН-315S-4УS3
Насосная №8	Пр. Кольский, 112Б	ПКН-1	НКУ-90/38	1982	А2-81-4
		ПКН-2	НКУ-140/49	1982	4А200М4У-3
		ПКН-3	НКУ-140/49	1982	4А200М4У-3
		ПН-1	К-20/30	1982	АИР-100S2п-РУ3
		ПН-2	К-20/30	1982	АИ-112-М2У3
Насосная №9	В районе ул. Ломоносова, 18	ПКН-1	НКУ - 90/40	1988	AS-118L48
		ПКН-2	НКУ - 90/40	1988	AS-118L48
		ПКН-3	НКУ - 90/40	1988	4АМ180М4У3

1.2.1.8. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Источники АО «Мурманская ТЭЦ» имеют качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии. Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии - 120–70°С - приведен в части 3 «Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты». График изменения температур теплоносителя был рассчитан исходя из оптимизации тепловых потерь, материальной характеристики тепловых сетей и особенностей конструкции индивидуальных тепловых пунктов.

1.2.1.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения о среднегодовой загрузке оборудования источников АО «Мурманская ТЭЦ» представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Наработка основного оборудования АО «Мурманская ТЭЦ» за 2021-2023 гг.

Источник	Котел	Наработка		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год
2021																
Мурманская ТЭЦ	ТП 30 Р №1	наработка, ч		467	81	744	720	744	480	372	583	720	605	720	540	6776
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	1	0	0	0	1	2	1	0	1	0	1	7
	ТП 30 У №2	наработка, ч		744	672	744	720	744	166	18	0	144	215	0	506	4673
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	4
	ТП 30 Р №3	наработка, ч		220	591	0	0	0	319	399	581	532	234	470	288	3634
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	1	0	0	0	0	1	2	1	1	2	1	0	9
	ТП - 35 У №4	наработка, ч		467	672	744	720	734	14	0	0	44	0	0	0	3395
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
			хол.сост.	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	3
	БМ 35 №5	наработка, ч		744	565	401	442	136	0	0	0	527	524	454	708	4501
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	0	1	1	0	0	0	0	2	1	0	0	5
	БМ 35 №6	наработка, ч		590	107	391	278	304	0	0	0	197	330	344	96	2637
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	1	1	0	1	0	0	0	0	2	2	1	8
	ГМ 50 №7	наработка, ч		429	590	456	0	0	0	0	0	428	647	643	744	3937
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	1	1	0	0	0	0	0	0	2	1	1	0	6
	ПТВМ -50 №8	наработка, ч		554	356	216	255	293	0	0	0	9	721	420	363	3187
	ПТВМ -50 №9	наработка, ч		561	339	567	465	467	10	0	0	231	69	322	430	3461

Источник	Котел	Наработка		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год
	ПТВМ - 100 №10	наработка, ч		97	241	179	0	0	54	0	0	0	0	155	343	1069
Южная котельная	ДКВР 20-13-250 №1	наработка, ч		241	586	30	0	0	219	550	0	47	530	131	709	3043
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			гор.сост.	1	0	1	0	0	1	0	0	1	1	1	1	7
	ДКВР 20-13-250 №2	наработка, ч		0	236	410	536	289	23	446	272	674	345	589	247	4067
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
			гор.сост.	0	2	1	1	1	0	2	2	0	1	1	1	12
	ДКВР 20-13-250 №3	наработка, ч		681	397	712	393	503	535	256	323	0	174	419	173	4566
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
			гор.сост.	0	0	0	1	1	2	1	1	0	1	2	0	9
	ПТВМ - 100 №4	наработка, ч		569	504	407	0	385	337	0	261	317	443	316	384	3923
	ПТВМ - 100 №5	наработка, ч		236	280	246	267	0	0	0	0	391	563	672	609	3264
	ПТВМ - 100 №6	наработка, ч		126	181	93	503	243	0	0	0	134	327	0	119	1726
	КВГМ - 100 №7	наработка, ч		192	231	108	237	380	49	0	0	0	0	0	80	1277
	КВГМ - 100 №8	наработка, ч		554	442	640	435	367	0	0	0	380	156	456	385	3815
Восточная котельная	ГМ 50-14/250 №1	наработка, ч		65	264	109	91	0	223	427	191	79	170	136	85	1840
		пуск, шт	гор.сост.	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
			хол.сост.	1	1	1	0	1	2	3	1	0	0	0	1	11
	ГМ 50-14/250 №2	наработка, ч		225	0	0	8	714	96	36	298	323	0	0	435	2135
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
			хол.сост.	0	2	0	1	0	1	2	0	0	1	0	1	8
	ГМ 50-14/250 №3	наработка, ч		18	304	161	231	0	91	0	0	0	0	0	209	1014
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	2
	КВГМ -100 №4	наработка, ч		72	70	483	608	478	71	0	0	601	150	0	159	2692
	КВГМ -100 №5	наработка, ч		675	446	0	0	202	0	0	0	120	546	185	197	2371

Источник	Котел	Наработка		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год
	КВГМ -100 №6	наработка, ч		0	156	261	113	78	0	0	0	0	0	552	426	1586
2022																
Мурманская ТЭЦ	ТП 30 Р №1	наработка, ч		605	396	308	249	53	172	375	201	324	195	171	282	3331
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	1	0	0	0	1	2	1	0	1	0	1	7
	ТП 30 У №2	наработка, ч		744	672	744	720	744	166	18	0	144	215	0	506	4673
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	1	4
	ТП 30 Р №3	наработка, ч		220	591	0	0	0	319	399	581	532	234	470	288	3634
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	1	0	0	0	0	1	2	1	1	2	1	0	9
	ТП - 35 У №4	наработка, ч		467	672	744	720	734	14	0	0	44	0	0	0	3395
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
			хол.сост.	1	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	3
	БМ 35 №5	наработка, ч		744	565	401	442	136	0	0	0	527	524	454	708	4501
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	0	1	1	0	0	0	0	2	1	0	0	5
	БМ 35 №6	наработка, ч		590	107	391	278	304	0	0	0	197	330	344	96	2637
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	1	1	0	1	0	0	0	0	2	2	1	8
	ГМ 50 №7	наработка, ч		429	590	456	0	0	0	0	0	428	647	643	744	3937
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	1	1	0	0	0	0	0	0	2	1	1	0	6
	ПТВМ -50 №8	наработка, ч		554	356	216	255	293	0	0	0	9	721	420	363	3187
	ПТВМ -50 №9	наработка, ч		561	339	567	465	467	10	0	0	231	69	322	430	3461

Источник	Котел	Наработка		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год
	ПТВМ - 100 №10	наработка, ч		97	241	179	0	0	54	0	0	0	0	155	343	1069
Южная котельная	ДКВР 20-13-250 №1	наработка, ч		241	586	30	0	0	219	550	0	47	530	131	709	3043
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			гор.сост.	1	0	1	0	0	1	0	0	1	1	1	1	7
	ДКВР 20-13-250 №2	наработка, ч		0	236	410	536	289	23	446	272	674	345	589	247	4067
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
			гор.сост.	0	2	1	1	1	0	2	2	0	1	1	1	12
	ДКВР 20-13-250 №3	наработка, ч		681	397	712	393	503	535	256	323	0	174	419	173	4566
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
			гор.сост.	0	0	0	1	1	2	1	1	0	1	2	0	9
	ПТВМ - 100 №4	наработка, ч		569	504	407	0	385	337	0	261	317	443	316	384	3923
	ПТВМ - 100 №5	наработка, ч		236	280	246	267	0	0	0	0	391	563	672	609	3264
	ПТВМ - 100 №6	наработка, ч		126	181	93	503	243	0	0	0	134	327	0	119	1726
	КВГМ - 100 №7	наработка, ч		192	231	108	237	380	49	0	0	0	0	0	80	1277
	КВГМ - 100 №8	наработка, ч		554	442	640	435	367	0	0	0	380	156	456	385	3815
Восточная котельная	ГМ 50-14/250 №1	наработка, ч		65	264	109	91	0	223	427	191	79	170	136	85	1840
		пуск, шт	гор.сост.	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
			хол.сост.	1	1	1	0	1	2	3	1	0	0	0	1	11
	ГМ 50-14/250 №2	наработка, ч		225	0	0	8	714	96	36	298	323	0	0	435	2135
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
			хол.сост.	0	2	0	1	0	1	2	0	0	1	0	1	8
	ГМ 50-14/250 №3	наработка, ч		18	304	161	231	0	91	0	0	0	0	0	209	1014
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	2
	КВГМ -100 №4	наработка, ч		72	70	483	608	478	71	0	0	601	150	0	159	2692
	КВГМ -100 №5	наработка, ч		675	446	0	0	202	0	0	0	120	546	185	197	2371

Источник	Котел	Наработка		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год
	КВГМ -100 №6	наработка, ч		0	156	261	113	78	0	0	0	0	0	552	426	1586
2023																
Мурманская ТЭЦ	ТП 30 Р №1	наработка, ч		253	242	0	473	744	522	104	266	454	744	720	744	5266
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
			хол.сост.	1	1	0	2	0	1	1	2	1	0	0	0	9
	ТП 30 У №2	наработка, ч		457	186	529	501	16	10	502	173	241	0	0	0	2615
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	2	1	1	0	1	1	1	1	0	0	0	8
	ТП 30 Р №3	наработка, ч		560	541	274	163	202	539	405	404	720	744	720	744	6016
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	1	1	1	0	1	1	0	2	0	0	0	0	7
	ТП - 35 У №4	наработка, ч		203	0	229	186	127	0	0	0	205	500	348	744	2542
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
			хол.сост.	2	0	1	1	1	0	0	0	2	2	1	0	10
	БМ 35 №5	наработка, ч		173	192	523	574	340	0	0	0	0	23	714	244	2783
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
			хол.сост.	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	2	7
	БМ 35 №6	наработка, ч		396	672	291	0	0	0	0	0	0	222	709	319	2609
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1	1	6
	ГМ 50 №7	наработка, ч		744	672	744	691	423	0	0	0	0	369	14	278	3935
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	2	4
	ПТВМ -50 №8	наработка, ч		132	292	268	294	151	0	0	0	0	111	377	284	1909
	ПТВМ -50 №9	наработка, ч		14	449	187	433	254	0	0	0	209	252	158	173	2129

Источник	Котел	Наработка		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год
	ПТВМ - 100 №10	наработка, ч		614	177	504	0	0	0	0	0	188	383	288	540	2694
Южная котельная	ДКВР 20-13-250 №1	наработка, ч		120	421	217	618	0	288	177	0	145	247	720	408	3361
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			гор.сост.	1	1	2	0	0	1	1	0	1	1	0	1	9
	ДКВР 20-13-250 №2	наработка, ч		533	672	744	341	0	0	0	0	0	0	163	609	3062
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
			гор.сост.	2	2	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	7
	ДКВР 20-13-250 №3	наработка, ч		659	251	519	102	744	274	240	605	575	744	31	372	5116
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			гор.сост.	0	0	1	1	0	1	1	2	1	0	0	1	8
	ПТВМ - 100 №4	наработка, ч		415	533	515	495	602	360	408	328	0	0	61	528	4245
	ПТВМ - 100 №5	наработка, ч		397	186	0	0	0	0	0	201	646	674	638	437	3179
	ПТВМ - 100 №6	наработка, ч		0	0	230	311	372	190	0	0	75	351	112	166	1807
	КВГМ - 100 №7	наработка, ч		115	294	417	342	70	0	0	0	99	0	494	414	2245
	КВГМ - 100 №8	наработка, ч		585	380	329	304	97	0	0	0	177	465	308	214	2859
Восточная котельная	ГМ 50-14/250 №1	наработка, ч		105	352	0	213	272	316	0	0	614	136	92	0	2100
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			хол.сост.	2	0	0	2	1	2	0	0	1	0	1	0	9
	ГМ 50-14/250 №2	наработка, ч		601	0	0	137	42	192	0	252	106	608	286	228	2452
		пуск, шт	гор.сост.	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
			хол.сост.	0	0	0	1	1	1	0	2	0	1	0	1	7
	ГМ 50-14/250 №3	наработка, ч		29	320	744	321	412	0	0	328	0	0	343	516	3013
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	2
			хол.сост.	1	1	0	0	1	0	1	2	0	0	1	0	7
	КВГМ -100 №4	наработка, ч		250	0	334	359	0	0	0	0	107	34	50	404	1538
	КВГМ -100 №5	наработка, ч		86	374	137	334	204	0	0	7	189	417	335	314	2397
	КВГМ -100 №6	наработка, ч		417	295	291	25	168	0	0	0	99	296	337	65	1993

Таблица 23 – Коэффициенты использования установленной электрической мощности и установленной тепловой мощности Мурманской ТЭЦ

Годы (ретроспективный период)	КИУ тепловой мощности, %	КИУ электрической мощности, %
2017	30,24	15,19
2018	28,00	15,96
2019	28,48	16,30
2020	26,42	15,77
2021	28,41	15,98
2022	26,53	12,33
2023	19,69	11,62

1.2.1.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, ведется с помощью приборов, установленных на выводах котельных. Предусмотрен также учет тепловой энергии в паре, полученной от Филиала №1 АО «Завод ТО ТБО». Перечень приборов коммерческого учета отпуска тепловой энергии приведен в таблице 24.

Расчеты потребителей тепловой энергии с энергоснабжающими организациями за полученное ими тепло осуществляются на основании показаний приборов учета и контроля параметров теплоносителя, установленных у потребителя и допущенных в эксплуатацию в качестве коммерческих.

Взаимные обязательства энергоснабжающей организации и потребителя по расчетам за тепловую энергию и теплоноситель, а также по соблюдению режимов отпуска и потребления тепловой энергии и теплоносителя определяются «Договором на отпуск и потребление тепловой энергии».

Таблица 24 – Характеристика узлов учета тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ»

№	Вид учета	Место установки прибора (узла) учета	Наименование типа и марка прибора	Заводской номер прибора по паспортным данным	Год установки	Дата последней поверки	Дата следующей поверки
Приборы тепловой энергии							
1	КУ	Мурманская ТЭЦ (подпитка)	теплосчетчик логика 8961	961у4130563	2013	17.07.2021	16.07.2025
2	КУ	Мурманская ТЭЦ (луч 1 и 2)	теплосчетчик логика 961К	961у3м130415	2005	17.07.2021	16.07.2025
3	КУ	Южная котельная (1 и 2 луч)	Система измерительная тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ» (на базе логика 8961)	23991С	2015	31.08.2021	30.08.2025
4	КУ	Восточная котельная (1 и 2 луч)	теплосчётчик логика 6961	961у41140242	2014	17.07.2021	16.07.2025
5	КУ	Восточная котельная (ТО ТБО)	теплосчетчик логика 8961	961в5130562	2013	17.07.2021	16.07.2025

1.2.1.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика аварий и отказов оборудования на источниках тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019-2024 гг. представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Статистика отказов оборудования на источниках

Год	Дата возникновения	Причины	Время устранения	Место возникновения
2019	29.10.2019	В связи с неплотностью прилегания перегородок верхней крышки к трубной доске по причине ее сплошного коррозионного износа, при отключении подачи пара на ПВД № 3 произошло ослабление степени затяжки колпачковых гаек анкерных связей за счет изменения коэффициента температурного расширения с последующим нарушением герметичности их соединения, что привело к снижению уровней в питательных деаэраторах и останову ПК №№ 4,7, ТГ № 3, а также залитию водой электродвигателя СН № 4 с его аварийным остановом, вследствие чего произошло понижение давления в тепловой сети больше 4 секунд, повлекшее останов ВК № 10	29.10.2019 14:25	Мурманская ТЭЦ, ПВД ст.№3
2020	30.01.2020	В связи с самопроизвольным ослаблением резьбового соединения и отворачиванием контргайки штока на одном из редукционных клапанов, установленных на напорных линиях от масляных насосов, произошло падение давления масла в системе регулирования ТГ-3, вследствие чего происходило скачкообразное изменение оборотов ротора ТГ-3	30.01.2020 20:42	Мурманская ТЭЦ, ТГ-3 КТЦ
2021	16.04.2021	В связи с длительным воздействием повышенных температур в пределах турбоагрегата № 4 произошло высыхание и разрушение изоляционного слоя контрольного кабеля датчика осевого сдвига ИП-17, и как следствие, короткое замыкание жил, что повлекло срабатывание стопорного клапана и останов по защите турбоагрегата № 4.	16.04.2021 19:58	Мурманская ТЭЦ, ТГ-4 КТЦ
	17.11.2021	В связи с исчерпанием ресурса прокладки стопорного клапана турбоагрегата № 4 произошло нарушение герметичности СК и, как следствие, выход свежего пара наружу. Для устранения повреждения и замены прокладки СК турбоагрегат № 4 остановлен оперативным персоналом.	21.11.2021 12:23	Мурманская ТЭЦ, ТГ-4 КТЦ

За период 2022-2024 гг. аварий, происшедших на опасных производственных объектах АО «Мурманская ТЭЦ», не зафиксировано.

1.2.1.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников АО «Мурманская ТЭЦ» отсутствуют.

1.2.1.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

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

1.2.2. АО «МЭС»

1.2.2.1. Общее описание

АО «МЭС» осуществляет деятельность по производству, транспортировке и сбыту тепловой энергии на территории г. Мурманска.

Производство тепловой энергии осуществляется на следующих источниках:

- котельная «Северная»;
- котельная «Роста»;
- котельная «Абрам-Мыс»;
- котельная ТЦ «Росляково -1»;
- котельная ТЦ «Росляково Южное»;
- котельная «Фестивальная».

АО «МЭС» является ЕТО в зонах деятельности №003, 004 и 006.

Установленная мощность котельной «Северная» составляет 337,7 Гкал/час, источник обеспечивает тепловой энергией потребителей Ленинского административного округа г. Мурманска и промышленной зоны.

В настоящее время, установленная мощность котельной «Роста» составляет 60 Гкал/ч, потребителями тепловой энергии от источника является население района «Роста» Ленинского административного округа г. Мурманска.

Котельная «Абрам-Мыс» имеет установленную мощность 24,18 Гкал/ч и снабжает тепловой энергией потребителей района Абрам-Мыс Первомайского административного округа г. Мурманска.

Котельные ТЦ «Росляково - 1» и ТЦ «Росляково Южное» имеют, соответственно, установленную мощность 53,2 Гкал/ч и 7,6 Гкал/ч и обеспечивают тепловой энергией потребителей района Росляково.

В конце 2019 года была введена в эксплуатацию котельная «Фестивальная», установленной мощностью 9,02 Гкал/ч, которая обеспечивает теплом потребителей по улицам Фестивальной, Подгорной, Пригородной.

Также АО «МЭС» осуществляет эксплуатацию котельной перинатального центра (установленной мощностью 3,49 Гкал/ч) и котельной противотуберкулезного диспансера (установленной мощностью 1,79 Гкал/ч), которые работают только в межотопительный период и обеспечивают тепловой энергии лишь объекты перинатального центра и противотуберкулезного диспансера, поэтому далее в настоящей схеме данные источники не рассматривается.

Исходной водой для подпитки теплосети является горводопроводная вода из озера Большое Питьевое, проходящая на котельной соответствующую химводоподготовку и деаэрацию в деаэраторах атмосферного типа.

Краткая характеристика источников теплоснабжения представлена в таблице 26.

Таблица 26 – Характеристика источников теплоснабжения АО «МЭС»

Наименование	Котельная "Северная"	Котельная "Роста"	Котельная "Абрам-Мыс"	Котельная ТЦ "Росляково-1"	Котельная "Росляково Южное"	Котельная «Фестивальная»
Тип котельной	комбинир.	комбинир.	паровая	комбинир.	водогрейн.	водогрейн.
Основное топливо	мазут	мазут	мазут	мазут	уголь	мазут
Резервное топливо	мазут	мазут	мазут	мазут	уголь	мазут
Наличие и тип водоподготовки	ионообмен	ионообмен	ионообмен	ионообмен	нет	механический фильтр
Наличие систем автоматизации	Есть*	Есть	Есть	Есть	Есть	Есть
Наличие приборов учета топливо	есть	есть	есть	есть	есть	есть
Режим работы	отопление и гвс	отопление и гвс	отопление и гвс	отопление и гвс	отопление и гвс	отопление и гвс
Температурный график	150/70 ^{0}С со срезк. на 115 ^{0}С	105/70 ^{0}С со срезк. на 95 ^{0}С	110/70 ^{0}С со срезк. на 95 ^{0}С	95/63 °С	71/63 °С	115/70 °С

*на 4 (четырех) паровых котлах ГМ-50-14/250 котельной «Северная» установлена система распределенного управления режимами работы котлоагрегатов TDC-3000 компании «Honeywell» (США) с функцией оптимизации процессов горения».

В качестве основного и резервного топлива на котельных АО «МЭС» (кроме котельной ТЦ «Росляково Южное») используется мазут марки М-100 калорийностью 9415 Ккал/кг. Мазут доставляется на котельные железнодорожным транспортом. Основным топливом котельной ТЦ «Росляково Южное» является бурый уголь, марки Б (калорийностью 5182 Ккал/кг).

1.2.2.2. Структура и технические характеристики основного оборудования

На котельной «Северная» установлено 11 паровых (ДКВР 25-13 - 5 шт. и ГМ-50-14/250 - 6 шт.) и 4 водогрейных котла (ПТВМ - 30 - 4 шт.), срок эксплуатации каждого из которых составляет более 45 лет.

Котельная «Северная» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 150/70 ºС, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 115 ºС (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 16 ºС).

Система теплоснабжения – двухтрубная, открытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 189,841 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Северная» приведены в таблицах 27- 28.

Таблица 27 – Характеристика водогрейных котлов котельной «Северная»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/час	Температура		КПД котла
				перед котлом	после котла	
1	ПТВМ-30	1969	30	80	150	87,7
2	ПТВМ-30	1965	30	80	150	88
4	ПТВМ-30	1965	30	80	150	87,8

Таблица 28 – Характеристика паровых котлов котельной «Северная»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, т/час	Параметры пара		КПД котла
				давление кг/см^2	темпера-тура, °С	
1	ДКВР 25/13	1965	25	13	187	87
2	ДКВР 25/13	1966	25	13	187	87,8
3	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	87,8
4	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	87,2
5	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	86,4
6	ГМ-50-14/250	1970	50	14	250	89,2
7	ГМ-50-14/250	1971	50	14	250	89,2
8	ГМ-50-14/250	1972	50	14	250	89
9	ГМ-50-14/250	1973	50	14	250	89,2
10	ГМ-50-14/250	1975	50	14	250	89,1
11	ГМ-50-14/250	1976	50	14	250	89

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Северная» приведены в таблицах 29 -30.

Таблица 29 – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Северная»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Год выпуска насоса
Котловые насосы					
1	ЦНС 150/23	2	150	160-200	1968/1969
2	ЦНСГ 60/297	4	60	75-90	1974-1976
3	ЦНСГ180/255	2	180	200	2018
Сетевые насосы					
1	СЭ 1250-140-11	4	1250	630	1981
2	14 СД-9	1	1200	320	1971
Циркуляционные насосы					
1	НКУ -250	2	250	40	1965

Таблица 30 – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Северная»

№ п/п	Марка	Количество	Тепловая нагрузка, Гкал/ч, Производительность т/ч, Объём м³
Теплообменники сетевые			
1	ПСВ-315	3	--
Деаэраторы			
1	ДСА 200/50 (сетевые)	4	200
2	ДСА 200/75 (питательные)	2	200
Аккумуляторные баки			
1	АБ	6	1000 (каждый)

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 31 - 32.

Таблица 31. – Структура и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Северная»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Год выпуска насоса
Питательные насосы					
1	Тип 5Н5х4	3	90	160	1971/1980/1988
2	Тип 4Н5х4	2	36	75	1989/1965
Рециркуляционные насосы					
1	10ВФ-24-20	2	200	70	1975\1978
2	12НА-22х6	1/демонтаж	150	130	1975

Таблица 32. – Структура и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Северная»

№ п/п	Тип подогревателя	Количество	Производительность, т/ч
Подогреватели мазута			
1	ПМ (ХН-529-25-35)	2	20
2	ПМ 40-30	3	30
3	ПМР(ХН-529-25-30)	1	20
4	ПМР (ПМ-10-60)	1	60
Фильтры для очистки мазута			
1	ФГО (ФМ-25-30-5)	5	30
2	ФТО (ФМ-40-30-40)	5	30
3	ФРМ (ФМ-10-60-5)	2	60
Мазутные резервуары			
№ п/п	**Тип резервуара**	**Количество**	**Объём м³**
1	РВС	2	5000 (каждый)
2	РВЖБ	2	3000 (каждый)

Котельная «Роста»

В настоящее время на котельной «Роста» в эксплуатации находятся 2 паровых котла ГМ-50-14/250 производительностью 30 Гкал/ч каждый. Срок эксплуатации данных котлов составляет более 40 лет. Также на котельной установлены водогрейные котлы КВГМ-50 – 2 шт., которые в настоящее время находятся на консервации.

Котельная «Роста» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 105/70 ºС, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 95 ºС (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 21 ºС).

Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 27,901 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Роста» приведены в таблицах 33 - 34.

Таблица 33. – Характеристика водогрейных котлов котельной «Роста»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/час	Температура		КПД котла
				перед котлом	после котла	
1	КВГМ-50	1988	50	70	150	На консервации
2	КВГМ-50	1988	50	70	150	На консервации

Таблица 34. – Характеристика паровых котлов котельной «Роста»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, т/час	Параметры пара		КПД котла
				давление кг/см2	темпера-тура, ºС	
1	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	89,9
2	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	90

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста» приведены в таблицах 35 -36.

Таблица 35. – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Роста»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Год выпуска насоса
Котловые насосы					
1	ЦНСГ 60-231	3	60	75	1978
2	ЦНСГ 50-231	1	60	55	1978
Сетевые насосы					
1	Д -1250	3	1250	630	Выведен из эксплуатации
2	Д 630-90	1	630	200	2016
3	8НДВ	1	720	200	1988
4	1Д315-84	1	315	125	2016
5	1315-71	1	315	110	2013

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Год выпуска насоса
6	Д200-95а	1	180	75	1978
7	Д200-90	1	200	90	1978

Таблица 36. – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста»

№ п/п	Марка	Количество	Производительность т/ч
Теплообменники сетевые			
1	ПСВ (Э-500)	1	-
2	ПСВ (ПП1-108-7-II)	1	Поверхность нагрева – 108 м.кв
3	050СТ34.532.68	2	Поверхность нагрева – 53,9 м.кв
Деаэраторы			
1	ДСА 100 (сетевые)	2	100
2	ДСА 100 (питательные)	2	50-77

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 37 - 38.

Таблица 37. – Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Роста»

№ п/п	Тип	Количество	Объём м^3, Производительность т/ч
Мазутные резервуары			
1	РВС	2	5000
Подогреватели мазута			
1	ПМ 40-15	3	15
2	(ПМР) ПМ 40-30	2	30
Фильтры для очистки мазута			
1	ФГО (ФМ-10-60-5)	2	60
2	ФТО (ФМ-40-30-40)	3	30
3	ФРМ (ФМ-10-60-5)	1	60

Таблица 38. – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Роста»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
Перекачивающие насосы				
1	12 НА-22х6	2	150	32
Питательные насосы				
1	ЭНН -4-А	1	10	28
2	ЭНН -4-А	1	10	36
3	ЭНН -4-А	1	10	28
Рециркуляционные насосы				
1	5НК-9х1	1	70	18,5
2	5 НК 9х1-55Т	1	70	17

Котельная «Абрам-Мыс»

На котельной «Абрам-Мыс» установлено 3 паровых котла (ДКВР 25-13р - 1 шт. и ДКВР 10/13 - 2 шт.), срок эксплуатации каждого из которых составляет более 50 лет.

Котельная «Абрам-Мыс» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 110/70 ºС, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 95 ºС (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 19 ºС).

Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 3,756 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Абрам-Мыс» приведены в таблице 39.

Таблица 39. – Характеристика паровых котлов котельной «Абрам-Мыс»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, т/час	Параметры пара		КПД котла
				давление кг/см2	темпера-тура С	
1	ДКВР 10/13	1981	10	13	187	86,5
2	ДКВР 25/13р	1980	25	13	187	86,6
3	ДКВР10/13	1980	10	13	187	86,8

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Абрам-Мыс» приведены в таблицах 40 - 41.

Таблица 40 – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Абрам-Мыс»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
Котловые насосы				
1	ЦНСГ 38/198	3	38	37
2	ЦНСп-2,5/16	1	2,5	2,9
Сетевые насосы				
1	Д 250/50	2	250	55
Подпиточные насосы				
1	3К6	2	45	17

Таблица 41 – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Абрам-Мыс»

№ п/п	Марка	Количество	Производительность, т/ч
Деаэраторы			
1	ДА25/15 (сетевые)	1	25
2	Д25/15(питательные)	1	25
Вентиляторы			
1	ВДН-9	2	9930
2	ВДН-12,5	1	40000
3	ВДН-10	1	13100
Дымососы			

№ п/п	Марка	Количество	Производительность, т/ч
1	ДН-12,5	1	26100
2	ДН-12,5	1	26600
3	ДН-12,5	1	26600

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 42-43.

Таблица 42 – Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс»

№ п/п	Тип	Количество	Объём, м^3, Производительность, т/ч
Мазутные резервуары			
1	РВС	2	400 (каждый)
Подогреватели мазута			
1	ПМ 25-6	2	6
2	Рециркуляц. (ПМР) ПМ 25-6	1	6
Фильтры для очистки мазута			
1	ФГО (ФМ-10-60-5)	2	60
2	ФТО (ФМ-40-30-40)	2	30
3	ФРМ(ФМ-10-60)	2	60

Таблица 43 – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт	Год выпуска насоса
Питательные насосы ЭПМН					
1	А13В4/25	3	6,4	7,5	2016 2013 2012
Рециркуляционные насосы МРН					
1	К 45/55	1	45	15	1992 1993
2	КМ 80-50-20 Е	1	50	15	2021

Котельная ТЦ «Росляково -1»

На котельной ТЦ «Росляково-1» установлено 5 паровых котлов (ДЕ 25/14 – 3 шт. и ДКВР 10/13 - 2 шт.), срок эксплуатации каждого из которых составляет около 40 лет.

Котельная ТЦ «Росляково-1» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 95/63 °С.

Система теплоснабжения – 2-х, 3-х трубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 19,417 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного и вспомогательного оборудования котельной ТЦ «Росляково -1» приведены в таблицах 44 и 45.

Таблица 44. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково -1»

№ стан.	Марка котла	Кол-во	Произво-дительность, т/час	Параметры пара		КПД котла	Дата изг./ввода в экспл.
				давление, Мпа	тем-ра, °С		
К-1	Котёл паровой (ДЕ 25/14)	1	25	1,4	194	88	1987/1988
К-2	Котёл паровой (ДЕ 25/14)	1	25	1,4	194	88	1993/2002
К-3*	Котёл паровой (ДКВР-10/13)	1	10	1,3	194	86	1970/1974
К-5	Котёл паровой (ДЕ 25/14)	1	25	1,4	194	88	2013/2015

* отрицательная экспертиза, не отключен, но и не эксплуатируется

Таблица 45. – Вспомогательное оборудование котельной ТЦ «Росляково -1»

№ п/п	Марка	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
Котловые насосы				
1	ЦНСГ60-198	1	60	75
2	ЦНСГ60-198	1	60	55
3	3МСГ 10/230	1	10	40
Сетевые насосы				
1	Д200/90	1	200	90
2	6НДС-60	1	300	60
3	Д200/90	1	200	90
4	Д-630-90	2	630	90
5	СЭ500/70	1	500	70
6	СЭ800/100	2	800	100-
Насосы ГВС				
1	4К-8 (К90/55)	2	90	30
Подпиточные насосы				
1	4К-8 (К90/55)	2	90	30
2	К45/55	2	45	18,5
3	К45/30	2	45	15
Рециркуляционные насосы				
1	НКУ-250	4	250	45
Дымососы, вентиляторы				
1	ДН-12,5; ВДН-11,2	4	-	75 45
2	ДН-11,2; ВДН-10	2	-	30 17, 13
Подогреватели сетевой воды				
1	ПП-1-21-2-II	2	-	-
2	МВН-1436-06	5	-	-
3	ПП-1-53-7-11	4	-	-
Деаэраторы				
1	ДА-75/30	2	-	-
2	ДА-100/25	2	-	-
Насос подачи и перекачки мазута				
1	3ВН 6,3-25	3	6,3	7,5 - 15
2	3В16/25	1	16	18,5
3	Р3-60	2	37,5	10
Подогреватель мазута				
1	ПМ 25/6	2	-	-

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

Котельная вырабатывает тепловую энергию в виде горячей воды и пара, производит её отпуск потребителям на нужды отопления и горячего водоснабжения (ГВС).

На котельной ТЦ «Росляково Южное» установлено 10 котлов, из которых 3 паровых («НЕВА» КП 26-1,0 – 2 шт. и Е-0,7-1,2 «Лотос» - 1 шт.) и 7 водогрейных (СТВ-0,8 – 4 шт. и КВТ 1/95 – 3 шт.).

Котельная ТЦ «Росляково Южное» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 95/70 °С (временный - 71/63 °С).

Система теплоснабжения – 4-х трубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 2,167 Гкал/ч. Состав и характеристика основного и насосного оборудования котельной ТЦ «Росляково Южное» приведены в таблицах 46 – 47.

Таблица 46. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное»

№ стан. по схеме	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/ч	Параметры пара		КПД котла (мазут), %
				Давление кг/см²	Тем-ра, °С	
К-1	«НЕВА» КП 26-1,0 (пар)	2007	0,54	0,2-0,4	105	63
К-2	«НЕВА» КП 26-1,0 (пар)	2008	0,54	0,2-0,4	105	63
К-3	Е- 0,7-1,2«ЛОТОС» (пар)	1998	0,54	0,2-0,4	105	63
К-4	КВТ 1/95	01.1998	1,0	Водогрейный		63
К-5	КВТ 1/95	01.1998	1,0	Водогрейный		63
К-6	КВр 1/95	01.1998	1,0	Водогрейный		63
К-7	СТН-0,8	01.1998	0,8	Водогрейный		63
К-8	СТН-0,8	01.1998	0,8	Водогрейный		63
К-9	СТН-0,8	2022	0,8	Водогрейный		63
К-10	СТН-0,8	2022	0,8	Водогрейный		63

Таблица 47. – Насосное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное»

№	Наименование оборудования	Марка	Марка электродвигателя	Характеристика
1	Вентилятор ТДВ-1,4,5	-	-	5,5кВт -1430 об/мин
2	Вентилятор ТДВ-2,3	-	-	11 кВт -1430 об/мин
3	Вентилятор (крышный) ТДВ - 6,7,8,9.	-	-	0,75кВт -1000 об/мин
4	Подогреватель ГВС № 1,2	ПП2-17,2-0,7-2	Поверхность нагрева – 17,2 м.кв	
5	Подогреватель ГВС № 3	ПП2-17-7-II	Поверхность нагрева – 17,0 м.кв	
6	Подогреватель ГВС № 4	ПП-2-9,5-0,7-11	Поверхность нагрева – 9,5 м.кв	

№	Наименование оборудования	Марка	Марка электродвигателя	Характеристика
7	Сетевой насос №1	К-290/30	А-200М4У2	Р - 37кВт n - 1470 об/мин
8	Сетевой насос №2	К-290/30	А-200М4У3	Р - 37 кВт n - 1470 об/мин
9	Питательный насос №1	К 20/30	АИР-100-L292	Р - 3,5 кВт n - 2850 об/мин
10	Насос ГВС № 1	КМ - 80/50-200	АИР160S2Ж	Р - 15 кВт n-2940 об/мин
11	Насос ГВС № 2	КМ - 80/50-200	АИР160S2Ж	Р - 15 кВт n-2940 об/мин
12	Питательный насос №2	К 20/30	АИР-100-L292	Р - 3,5 кВт n - 2850 об/мин

Котельная «Фестивальная»

На котельной «Фестивальная» установлено 3 водогрейных котла ООО «Энтророс» марки ТТ-100-01.

Котельная «Фестивальная» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 115/70 °С.

Система теплоснабжения – 2-х трубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 3,411 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной приведены в таблице 48 - 49.

Таблица 48. - Основное оборудование котельной «Фестивальная»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/ч	Температура		КПД котла (мазут)
				Перед котлом, ºС	После котла, ºС	
1	ТТ-100-01	2019	3	60	140	92,3
2	ТТ-100-01	2019	3	60	140	92,3
3	ТТ-100-01	2019	3	60	140	92,3

Таблица 49. – Вспомогательное оборудование котельной «Фестивальная»

№ п/п	Марка	Количество	Производительность, т/ч	Напор, м.в.ст	Мощность кВт	Год ввода в эксплуатацию
Котловые насосы						
1	IL 100/220-5,5/4	1	97	12	22	2020
2	IL 100/220-5,5/4	1	97	12	22	2020
3	IL 100/220-5,5/4	1	97	12	22	2020
Сетевые насосы						
1	IL 80/220-5,5/4	1	134	40	5,5	2020
2	IL 80/220-5,5/4	1	134	40	5,5	2020
3	IL 80/220-5,5/4	1	134	40	5,5	2020
Рециркуляционные насосы						
1	IL 50/110-1,5/2	1	32,3	10	1,5	2020
2	IL 50/110-1,5/2	1	32,3	10	1,5	2020
3	IL 50/110-1,5/2	1	32,3	10	1,5	2020
Подпиточные насосы						
1	Helix V1006-1/16/E/S400-50	1	5,1	50	2,2	2020
2	Helix V1006-1/16/E/S400-50	1	5,1	50	2,2	2020
Циркуляционные насосы (этиленгликоль)						
1	IL 32/150-2,2/2	1	4	22	2,2	2020
2	IL 32/150-2,2/2	1	4	22	2,2	2020
Насосы топливные						
1	Ш 80-2,5-37,5/2,5Б-ТВ3-Р1-11 У3	1	32	26	11	2020
2	НМШ 5-25-4/25	2	25	25	5,5	2020

№ п/п	Марка	Количество	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Назначение
Подогреватели сетевой воды					
1	HHN 100-10/133 TKTL58	1	6	2020	
2	HHN 100-10/133 TKTL58	1	6	2020	
Теплообменники этиленгликоля					
1	HHN 19-10/13 TKTL58	1	0,17	2020	
2	HHN 19-10/13 TKTL58	1	0,17	2020	
Теплообменники пластинчатые					
1	HH№19	2	0,09	2020	
Баки					
1	Reflex G500/10	3	0,5	2020	Расширительный
2	Reflex G1000/10	2	1	2020	Расширительный
3	Reflex N250/6	1	0,25	2020	Расширительный
4	Reflex D18/10	1	0,018	2020	Расширительный
5	SLS2000	2	2	2020	Запаса воды
6	Бак V=5	2	5	2020	Химочищенная вода
7	ООО "ЭНТРОРОС" V=1,0 м3	1	1	2020	Расходный
Насосно-подогревательный блок "HotBox" производство OILON					
1	HB-2000 R2	1		2020	
Мазутные резервуары					
1	Резервуар мазутный горизонтальный одностенный	2	-	-	50 (каждый)
2	Резервуар мазутный горизонтальный двухстенный	1	-	-	25
Фильтры для очистки мазута					
1	Фильтр тонкой очистки ФЖУ-40/1,6-5	2	-	2020	Производительность 17 м.куб/ч
2	Фильтр грубой очистки ФЖУ 100/1,6	1	-	2020	Производительность 120 м.куб/ч
ХВО					
1	АКВАФЛОУ DC SP 63206 ВОДЭКО	1	-	2020	

1.2.2.3. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «МЭС» (по состоянию на 01.01.2025 г.) представлены в таблице 50.

Таблица 50 – Характеристика мощности теплоисточников АО «МЭС»

Год	Установленная мощность, Гкал/ч	Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал
Котельная «Северная»					
2022	367,7	0	367,7	18,02	349,68
2023	337,7	0	337,7	16,65	321,05
2024	337,7	0	337,7	16,16	321,54
Котельная «Роста»					
2022	60,0	0	60,0	2,93	57,07
2023	60,0	0	60,0	2,91	57,09
2024	60,0	0	60,0	2,92	57,08
Котельная «Абрам-Мыс»					
2022	24,2	0	24,2	0,46	23,72
2023	24,2	0	24,2	0,46	23,72
2024	24,2	0	24,2	0,26	23,92
Котельная «Фестивальная»					
2022	9,0	0	9,0	0,13	8,87
2023	9,0	0	9,0	0,13	8,87
2024	9,0	0	9,0	0,13	8,87
Котельная ТЦ «Росляково -1»					
2022	53,2	0,0	53,2	1,37	51,83
2023	53,2	5,6	47,6	1,37	46,23
2024	53,2	5,6	47,6	1,18	46,42
Котельная ТЦ «Росляково Южное»					
2022	7,4	0	7,4	0,10	7,28
2023	7,6	0	7,6	0,10	7,50
2024	7,4	0	7,4	0,09	7,29

1.2.2.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности и величине располагаемой тепловой мощности источников представлены в таблице 50. В основном, имеющиеся ограничения мощности на котельных связаны с износом установленного оборудования (предельным сроком эксплуатации).

1.2.2.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников АО «МЭС» представлены таблице 51.

Собственные нужны на котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс» составляют 7,11 %, 8,21 % и 9,70% соответственно. Собственные нужды включают в себя расход тепловой энергии на продувку паровых котлов, растопку котлов, обдувку котлов, обеспечение нужд мазутного хозяйства, паровой распыл мазута, подогрев воздуха в калориферах, технологические нужды химводоочистки, деаэрации; отопление и хозяйственные нужды котельной; потери тепла паропроводами, насосами, баками и т.п.; утечки, испарения при опробировании и выявлении неисправностей в оборудовании; неучтенные потери.

Таблица 51 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «МЭС» за 2020-2024 год

№ п/п	Источник	Выработка тепловой энергии, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, тыс. т
2020						
1	Котельная «Северная»	587 956	46 256	541 700	мазут М-100	95,432
2	Котельная «Роста»	101 584	8 238	93 346	мазут М-100	15,560
3	Котельная «Абрам-Мыс»	14 048	1 348	12 700	мазут М-100	2,797
4	Котельная ТЦ «Росляково -1»	85 102	4 720	80 382	мазут М-100	14,028
5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	8 218	302	7 916	уголь	3,039
6	Котельная «Фестивальная»	10 894	314	10 580	мазут М-100	1,749
2021						
1	Котельная «Северная»	635 714	49 588	586 126	мазут М-100	103,792
2	Котельная «Роста»	106 868	8 672	98 196	мазут М-100	16,568
3	Котельная «Абрам-Мыс»	14 702	1 407	13 295	мазут М-100	2,850
4	Котельная ТЦ «Росляково -1»	93 435	5 331	88 104	мазут М-100	15,795
5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	9 067	324	8 743	уголь	3,575
6	Котельная «Фестивальная»	11 861	394	11 467	мазут М-100	1,873
2022						
1	Котельная «Северная»	608 413,00	47 945,00	560 468	мазут М-100	99,789

№ п/п	Источник	Выработка тепловой энергии, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, тыс. т
2	Котельная «Роста»	102 424,00	8 421,00	94 003	мазут М-100	17,002
3	Котельная «Абрам-Мыс»	14 272,00	1 379,00	12 893	мазут М-100	2,796
4	Котельная ТЦ «Росляково -1»	85 574,00	5 011,00	80 563	мазут М-100	14,110
5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	8 423,00	321,00	8 102	уголь	3,222
6	Котельная «Фестивальная»	10 994,00	364,00	10 630	мазут М-100	1,701
2023						
1	Котельная «Северная»	589 839	46 711	543 128	мазут М-100	95,726
2	Котельная «Роста»	99 949	8 202	91 747	мазут М-100	16,803
3	Котельная «Абрам-Мыс»	13 454	1 305	12 149	мазут М-100	2,707
4	Котельная ТЦ «Росляково -1»	83 486	4 877	78 609	мазут М-100	13,025
5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	8 297	329	7 968	уголь	3,496
6	Котельная «Фестивальная»	10 448	360	10 088	мазут М-100	1,625
2024						
1	Котельная «Северная»	610 445,00	47 550,00	562 895	мазут М-100	98,281
2	Котельная «Роста»	104 896,00	8 727,00	96 169	мазут М-100	17,239
3	Котельная «Абрам-Мыс»	14 030,00	1 371,00	12 659	мазут М-100	2,790
4	Котельная ТЦ «Росляково -1»	80 294,00	4 094,00	76 200	мазут М-100	13,868
5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	8 309,00	293,00	8 016	уголь	3,322
6	Котельная «Фестивальная»	10 920,00	550,00	10 370	мазут М-100	1,624

1.2.2.6. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельных АО «МЭС» представлен в п.1.2.2.2. и в таблице 52.

Таблица 52 – Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «МЭС»

№ стан. по схеме	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/час	Температура		КПД котла	Год последнего освид-ния при допуске к эксплуатации после ремонтов	Дата проведения последнего капитального ремонта
				перед котлом	после котла			
Котельная "Северная"								
Водогрейные котлы								
0	ПТВМ-30	1970	30	80	150	87,7	н/д	2011
1	ПТВМ-30	1967	30	80	150	88	н/д	2020
2	ПТВМ-30	1966	30	80	150	87,6	н/д	2005
Паровые котлы								
№ стан. по схеме	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, т/час	Параметры пара		КПД котла	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	Дата проведения последнего капитального ремонта
				давление кг/см2	температура °С			
4	ДКВР 25/13	1965	25	13	187	87	н/д	2017
5	ДКВР 25/13	1966	25	13	187	87,8	н/д	2022
6	ДКВР 25/13	1962	25	13	187	87,8	н/д	2016
7	ДКВР 25/13	1962	25	13	187	87,2	н/д	2020
8	ДКВР 25/13	1962	25	13	187	86,4	н/д	2020
9	ГМ-50-14/250	1971	50	14	250	89,2	н/д	2019
10	ГМ-50-14/250	1971	50	14	250	89,2	н/д	2016
11	ГМ-50-14/250	1972	50	14	250	89	н/д	2021
12	ГМ-50-14/250	1973	50	14	250	89,2	н/д	2018
13	ГМ-50-14/250	1976	50	14	250	89,1	н/д	2020
14	ГМ-50-14/250	1977	50	14	250	89	н/д	2020

№ стан. по схеме	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/час	Температура		КПД котла	Год последнего освид-ния при допуске к эксплуатации после ремонтов	Дата проведения последнего капитального ремонта
				перед котлом	после котла			
Котельная «Роста»								
Водогрейные котлы								
№ стан. по схеме	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/час	Температура		КПД котла	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	Дата проведения последнего капитального ремонта
				перед котлом	после котла			
1	КВГМ-50	1988	50	70	150	НА КОНСЕРВАЦИИ	н/д	н/д
2	КВГМ-50	1988	50	70	150	НА КОНСЕРВАЦИИ	н/д	н/д
№ стан. по схеме	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, т/час	Параметры пара		КПД котла	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	**Дата проведения последнего капитального ремонта**
				давление кг/см2	температура С			
Паровые котлы								
1	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	89,9	н/д	2021
2	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	90	н/д	2021
Котельная «Абрам-Мыс»								
Паровые котлы								
1	ДКВР 10/13	1981	10	13	187	86,5	н/д	2014
2	ДКВР 25/13р	1980	25	13	187	86,6	н/д	2009
3	ДКВР10/13	1980	10	13	187	86,8	н/д	2016
Котельная ТЦ «Росляково -1»								
Паровые котлы								
1	ДЕ-25/14-ГМ	н/д	25	14	194	88,0	н/д	2009
2	ДЕ-25/14-ГМ	н/д	26,5	14	194	88,0	н/д	2001

№ стан. по схеме	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/час	Температура		КПД котла	Год последнего освид-ния при допуске к эксплуатации после ремонтов	Дата проведения последнего капитального ремонта
				перед котлом	после котла			
3	ДКВР 10-13	н/д	10	13	194	88,0	н/д	2006
5	ДЕ-25/14-ГМ	н/д	25	14	194	86,0	н/д	1998
Котельная ТЦ «Росляково Южное»								
Паровые котлы								
1	Нева КП2б-1,0	2006	0,5	5	157	63	н/д	н/д
2	Нева КП2б-1,0	2007	0,5	5	157	63	н/д	н/д
3	ЛОТОС Е-0,7-1,2	2007	0,5	5	157	63	н/д	н/д
Водогрейные котлы								
№ стан. по схеме	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/час	Температура		КПД котла	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	Дата проведения последнего капитального ремонта
				перед котлом	после котла			
4	КВТ 1/95	01.1998	1,0	-	-	63	н/д	2022
5	КВТ 1/95	01.1998	1,0	-	-	63	н/д	2022
6	КВр 1/95	01.1998	1,1	-	-	63	н/д	2020
7	СТН-0,8	01.1998	0,8	-	-	63	н/д	2022
8	СТН-0,8	01.1998	0,8	-	-	63	н/д	2022
9	СТН-0,8	2022	0,8	-	-	63	н/д	непроводился
10	СТН-0,8	2022	0,8	-	-	63	н/д	непроводился

1.2.2.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Оборудование котельной «Северная» работает по стандартной схеме. Сырая водопроводная вода поступает на фильтры ХВО, затем через пароводяные подогреватели поступает в деаэраторы питательной воды. Питательные насосы подают питательную воду в паровые котлы.

Пар из паровых котлов поступает в паровые коллекторы, а оттуда на мазутное хозяйство, БПК, калориферы, ЦТП, собственные нужды и ПСВ.

Обратная сетевая вода нагревается в ПСВ и водогрейных котлах. Сетевые насосы подают нагретую прямую сетевую воды в тепловую сеть. Подпитка тепловой сети осуществляется из водопроводной сети через деаэраторы подпиточной воды.

Тепловая схема котельной «Северная» приведена на рисунке в приложении Г.

Аналогично в котельной «Роста» сырая вода из водопровода поступает через насосы сырой вод на фильтры ХВО. Далее вода идет в деаэратор питательной воды через подогреватели химически-очищенной воды. Питательная вода питательными насосами подается в паровые котлы.

Пар из паровых котлов поступает в паровые коллекторы, а оттуда на мазутное хозяйство, калориферы, собственные нужды и НБ.

Обратная сетевая вода сетевыми насосами подается на водогрейные котлы и ПСВ, после этого она возвращается в тепловую сеть.

Тепловая схема котельной «Роста» приведена на рисунке в приложении Д.

В котельной «Абрам-Мыс» сырая вода из городского водопровода поступает на фильтры химводоочистки 1 и 2 ступеней. Далее вода поступает в деаэраторы питательной воды и питательными насосами подается в паровые котлы.

Пар из паровых котлов поступает в паровые коллекторы, а оттуда на форсунки котлов, ПНП, ЦТП и ТП АБК.

Обратная сетевая вода нагревается в ПСВ. Сетевые насосы подают нагретую прямую сетевую воды в тепловую сеть. Подпитка тепловой сети осуществляется из водопроводной сети через деаэраторы подпиточной воды.

Тепловая схема котельной «Абрам-Мыс» приведена на рисунке в приложении Е.

1.2.2.8. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельных – качественный, т. е. регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменяемом расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику.

Изменение температуры теплоносителя осуществляется по следующим температурным графикам:

- 150/70 °С со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 115 ºС (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 16 ºС) для котельной «Северная»;
- 105/70 °С со срезкой на 95 °С для котельной «Роста»;
- 110/70 °С со срезкой на 95 °С для котельной «Абрам-Мыс»;
- 95/63 °С для котельной ТЦ «Росляково-1»;
- 71/63 °С (временный температурный график) для котельной ТЦ «Росляково Южное», проектный температурный график - 95/70 °С.
- 95/70 °С для котельной «Фестивальная».

Температурные графики регулирования отпуска тепловой энергии в сеть приведены в части 3 «Тепловые сети, сооружения на них, тепловые пункты».

1.2.2.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Сведения о среднегодовой наработке оборудования котельных за 2022 год предоставлены в таблицах ниже.

Котельная «Северная»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 53 и рисунках 7 - 9.

Таблица 53 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Северная»

Котлы		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	ИТОГО за 2022 год
К-0 ПТВМ-30	часы работы котла, час.	79	49	32	0	0	0	0	0	0	0	0	18	178
	количество пусков котла, ед.	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3
	количество отказов котла, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
К-1 ПТВМ-30	часы работы котла, час.	2	184	0	0	0	0	0	18	0	0	0	115	319
	количество пусков котла, ед.	1	1	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2	6
	количество отказов котла, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
К-2 ПТВМ-30	часы работы котла, час.	192	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	192
	количество пусков котла, ед.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	количество отказов котла, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
К-3 ПТВМ-30	часы работы котла, час.	0	0	0	0	0	0	20	32	0	0	0	0	52
	количество пусков котла, ед.	0	0	0	0	0	0	5	1	0	0	0	0	6
	количество отказов котла, ед.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
К-4 ДКВР-25/13р	часы работы котла, час.	196	0	0	145	165	101	137	0	18	167	304	29	1 262
	количество пусков котла, ед.	1	0	1	3	0	4	5	0	4	5	2	1	26
	количество отказов котла, ед.	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
К-5 ДКВР-25/13р	часы работы котла, час.	41	152	0	207	164	47	181	0	2	20	0	0	814
	количество пусков котла, ед.	1	2	0	5	1	2	4	0	3	1	0	0	19

Котлы		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	ИТОГО за 2022 год
	количество отказов котла, ед.	0	0	0	1	1	2	1	0	0	0	0	0	5
К-6 ДКВР-25/13р	часы работы котла, час.	159	26	130	2	24	137	74	2	122	263	93	132	1 164
	количество пусков котла, ед.	2	1	1	1	4	13	4	35	5	3	2	3	74
	количество отказов котла, ед.	1	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	3
К-7 ДКВР-25/13р	часы работы котла, час.	73	95	57	0	76	44	0	3	18	371	547	102	1 386
	количество пусков котла, ед.	3	2	4	1	5	3	0	35	7	4	5	2	71
	количество отказов котла, ед.	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
К-8 ДКВР-25/13р	часы работы котла, час.	133	0	78	184	131	0	5	0	88	191	60	361	1 231
	количество пусков котла, ед.	3	1	4	5	1	0	1	0	6	5	4	4	34
	количество отказов котла, ед.	0	1	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	4
К-9 ГМ-50-14/250	часы работы котла, час.	744	672	744	16	108	506	322	744	688	0	212	469	5 225
	количество пусков котла, ед.	0	0	0	1	6	2	3	1	1	0	1	1	16
	количество отказов котла, ед.	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	0	3
К-10 ГМ-50-14/251	часы работы котла, час.	195	37	284	276	596	131	3	0	32	311	91	111	2 067
	количество пусков котла, ед.	3	0	3	2	1	1	1	0	2	2	1	1	17
	количество отказов котла, ед.	0	0	1	1	2	1	0	0	1	1	0	2	9
	часы работы котла, час.	669	249	425	720	536	0	0	0	703	744	720	568	5 334

Котлы		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	ИТОГО за 2022 год
К-11 ГМ-50-14/252	количество пусков котла, ед.	2	0	3	0	1	0	0	0	1	0	0	0	7
	количество отказов котла, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
К-12 ГМ-50-14/253	часы работы котла, час.	565	440	233	429	295	0	0	0	702	267	63	616	3 610
	количество пусков котла, ед.	2	3	1	3	4	0	0	0	1	0	1	3	18
	количество отказов котла, ед.	1	2	2	2	1	0	0	0	0	1	0	1	10
К-13 ГМ-50-14/254	часы работы котла, час.	143	658	713	677	201	0	0	0	0	574	580	694	4 240
	количество пусков котла, ед.	1	1	1	0	2	0	0	0	0	0	2	1	8
	количество отказов котла, ед.	1	0	1	1	2	0	0	0	0	0	2	1	8
К-14 ГМ-50-14/255	часы работы котла, час.	672	630	514	508	468	0	0	0	0	366	720	518	4 396
	количество пусков котла, ед.	1	1	0	3	0	0	0	0	0	0	4	1	10
	количество отказов котла, ед.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	5

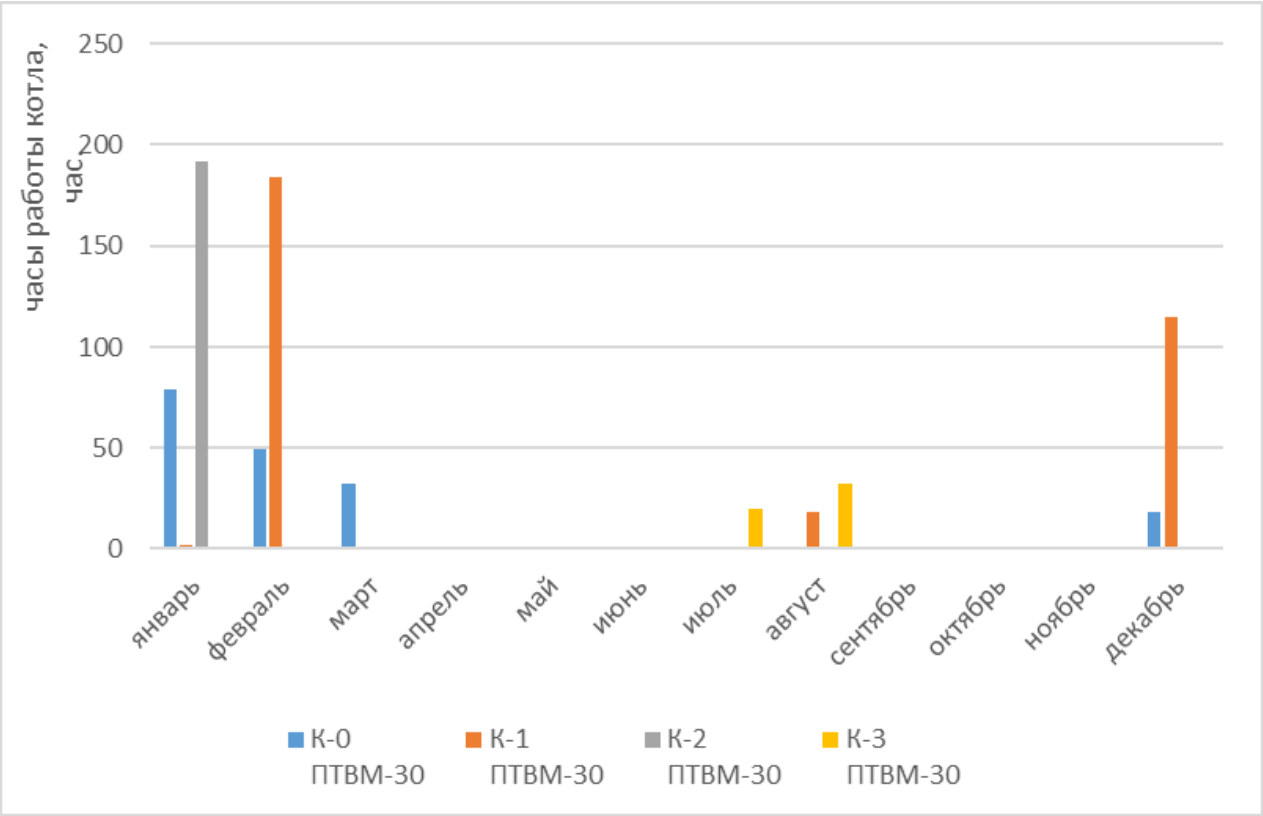


Рисунок 7. Среднегодовая загрузка котлов ПТВМ-30 Котельной «Северная»

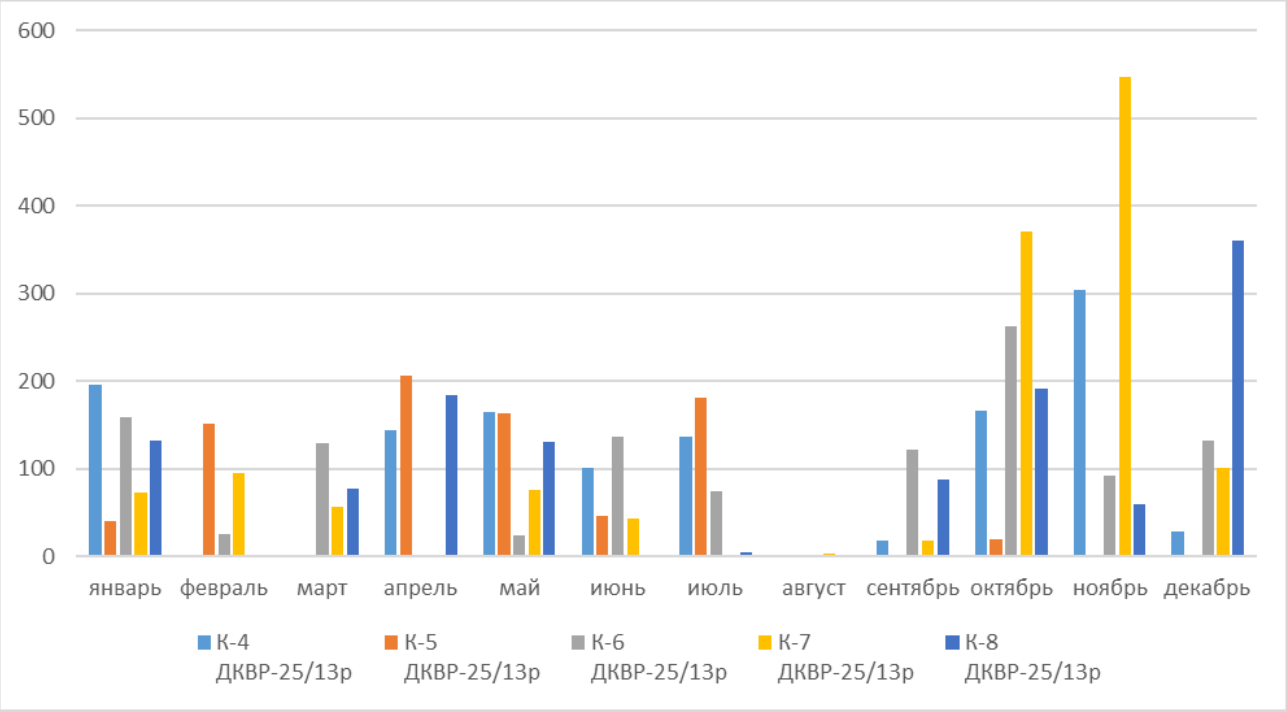


Рисунок 8. Среднегодовая загрузка котлов ДКВР-25/13р Котельной «Северная»

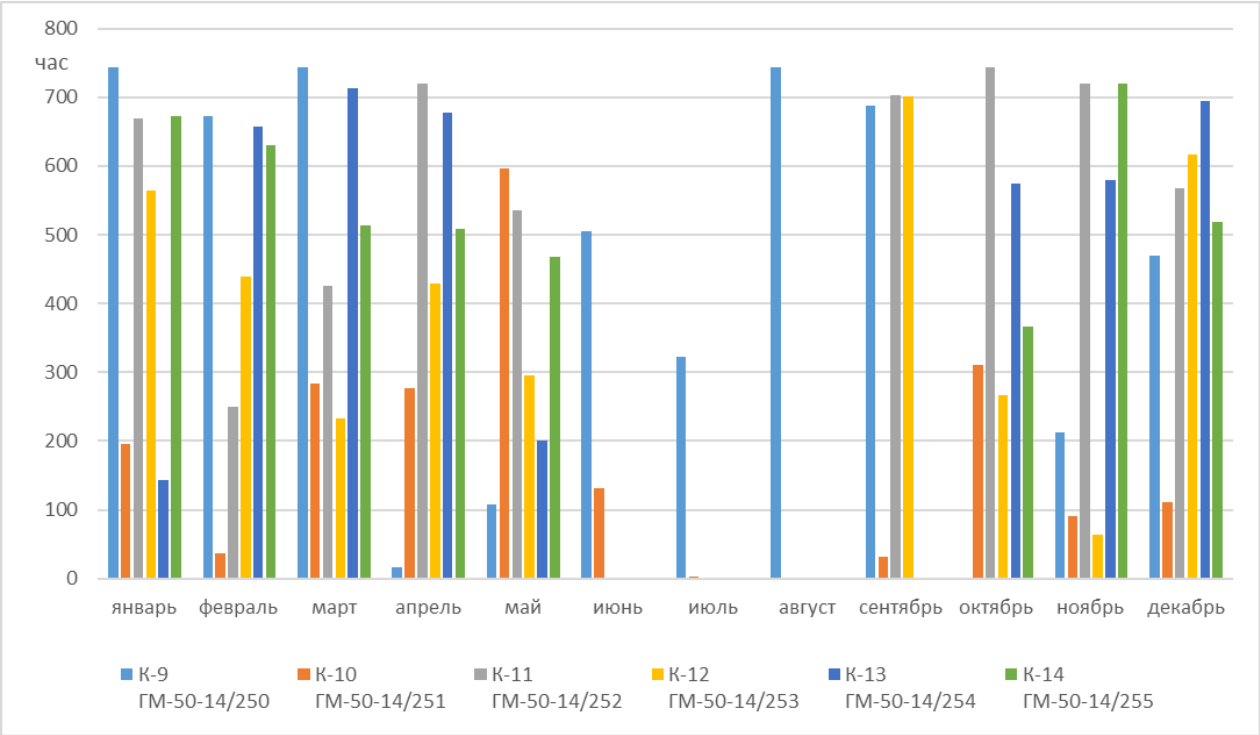


Рисунок 9. Среднегодовая загрузка котлов ГМ-50-14/250 котельной «Северная»

Суммарная наработка водогрейных котлов составила 741 часа, суммарная наработка паровых котлов составила 29467 часа. Наиболее загружены паровые котлы К-9, К-11, К-14.

Котельная «Роста»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 54 и рисунке 10.

Таблица 54 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста»

Месяц	ГМ-50-14/250	
	К-1 М	К-2 М
Январь	229	516
Февраль	161	515
Март	348	397
Апрель	528	195
Май	288	458
Июнь	341	382
Июль	0	456
Август	0	731
Сентябрь	436	289
Октябрь	446	299
Ноябрь	205	519
Декабрь	520	230
Итого за год	**3 502**	**4 987**

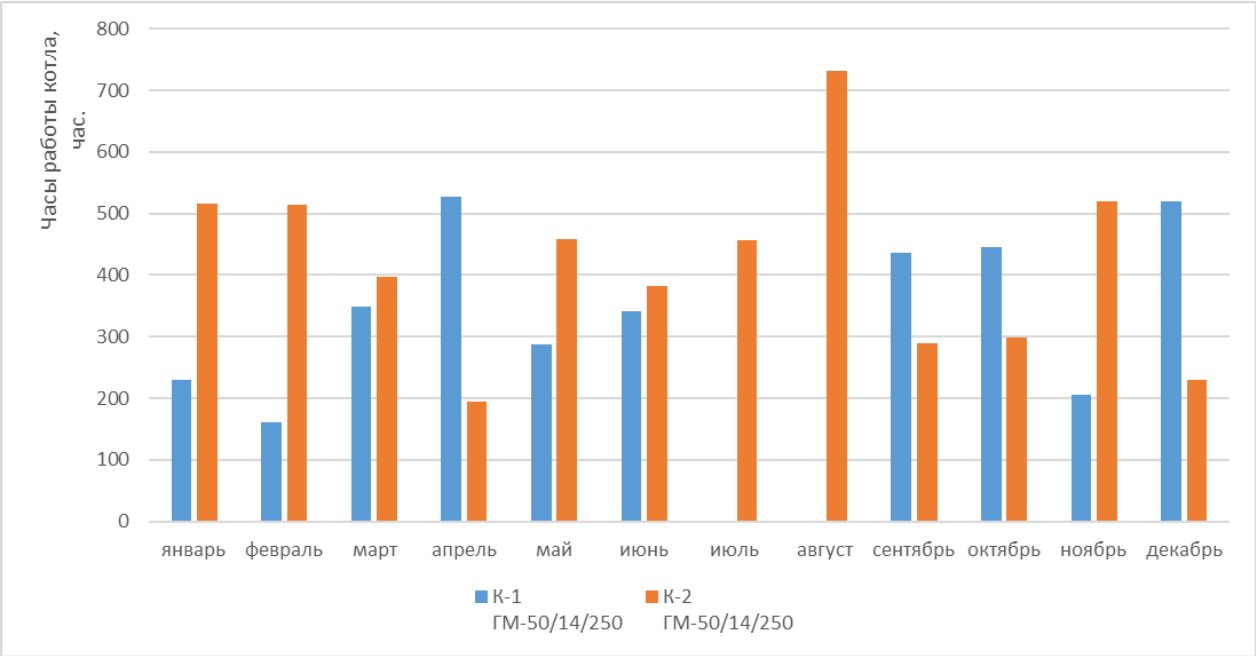


Рисунок 10. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста»

Суммарная наработка паровых котлов составила 8489 часов.

Котельная «Абрам-Мыс»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 55 и рисунке 11.

Таблица 55 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс»

Месяц	ДКВР-10/13	ДКВР-10(25)/13р	ДКВР-10/13
	К-1	К-2	К-3
Январь	213	522	0
Февраль	589	41	43
Март	744	0	1
Апрель	590	0	132
Май	10	10	724
Июнь	362	0	363
Июль	109	0	310
Август	0	0	744
Сентябрь	466	0	277
Октябрь	622	1	122
Ноябрь	720	0	0
Декабрь	432	2	314
Итого за год	**4 857**	**576**	**3 030**

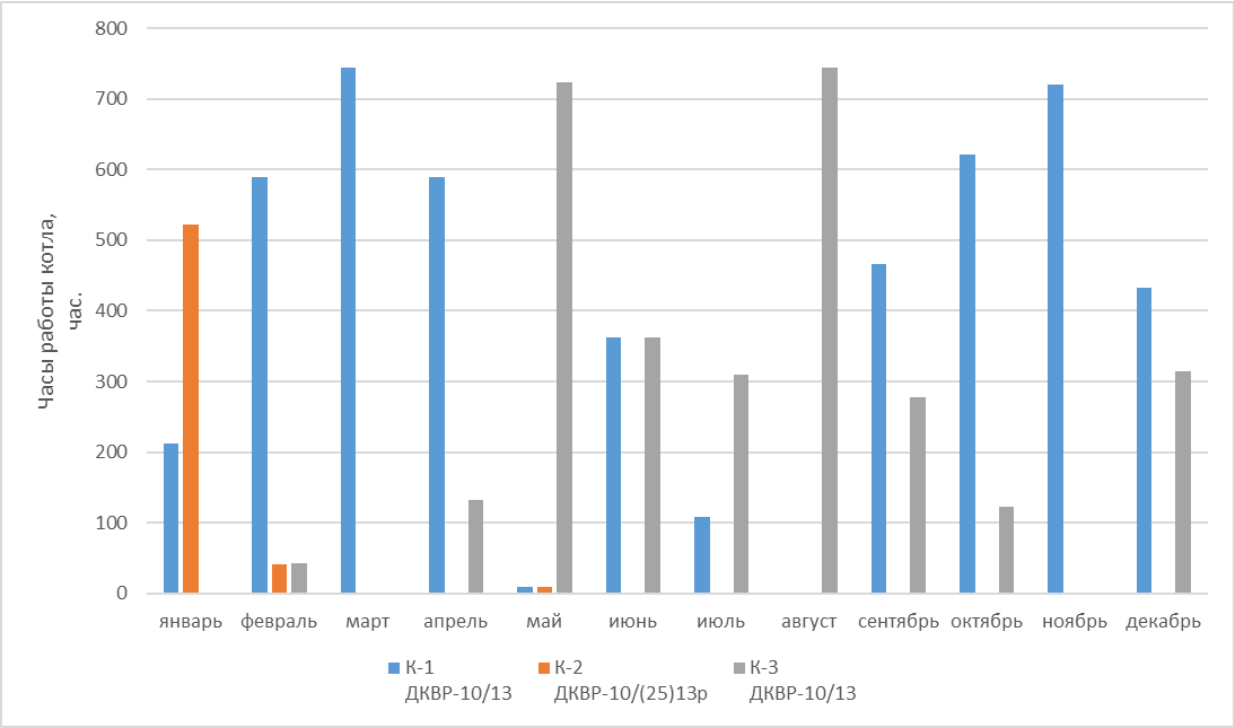


Рисунок 11. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс»

Суммарная наработка паровых котлов составила 8463 часов. Наиболее загруженным в рассматриваемый период был котел К-1.

Котельная ТЦ «Росляково-1»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 56.

Таблица 56 - Среднегодовая загрузка котлов котельной ТЦ «Росляково-1»

Месяц	Продолжительность работы котла, ч;			
	ДЕ-25/14 ст. №1	ДЕ-25/14 ст. №2	ДКВР 10/13 ст. №3	ДЕ-25/14 ст. №4
Январь	397	660	408	0
Февраль	620	441	267	0
Март	0	471	129	373
Апрель	0	696	419	0
Май	457	217	0	0
Июнь	76	0	443	131
Июль	255	0	137	0
Август	0	0	691	0
Сентябрь	0	705	15	0
Октябрь	451	285	0	0
Ноябрь	434	227	248	0
Декабрь	384	179	541	350
Итого за год	**3 074**	**3 881**	**3 298**	**854**

Суммарная наработка котлов за 2022 год составила 11107 часов, при этом наиболее загруженными являлись паровые котлы ДЕ-25/14 ст.2 и ДКВР 10/13 ст.3.

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 57.

Таблица 57 - Среднегодовая загрузка котлов котельной ТЦ «Росляково Южное»

Месяц	Продолжительность работы котла, ч;									
	КП-1 ЛОТОС	КП-2 НЕВА	КП-3 НЕВА	КВ-4 СТН-0,8	КВ-5 СТН-0,8	КВ-6 СТН-0,8	КВ-7 СТН-0,8	К-8 КВТ-1	К-9 КВТ-1	К-10 КВТ-1
Январь	144	475	537	456	600	528	456	600	0	0
Февраль	351	403	153	474	434	420	474	434	0	0
Март	132	322	528	744	744	134	744	744	0	0
Апрель	600	360	600	744	744	0	744	744	0	0
Май	220	240	672	744	744	0	744	744	0	0
Июнь	488	0	488	0	0	0	0	0	0	0
Июль	695	0	695	0	0	0	0	0	0	0
Август	510	0	510	0	0	0	0	0	0	0
Сентябрь	720	0	720	0	0	312	216	422	518	0
Октябрь	744	0	744	0	0	552	634	48	381	216
Ноябрь	516	224	631	38	38	661	0	442	442	26
Декабрь	312	431	743	312	431	743	0	0	647	0
Итого за год	**5 432**	**2 455**	**7 021**	**3 512**	**3 735**	**3 350**	**4 012**	**4 178**	**1 988**	**242**

1.2.2.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, ведется с помощью приборов, установленных на выводах котельных.

Характеристики узлов учета тепловой энергии приведены в таблицах ниже.

Таблица 58 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Северная»

№ п/п.	Состав УУТЭ			Последняя поверка	Следующая поверка
	Тип СИ	Модель	Заводской номер		
1	Расходомер ультразвуковой DN 500	Sitrans F US SONO3100/FUS060	014604H082/552003H122	09.07.2020	08.07.2024
2	Расходомер ультразвуковой DN 500	Sitrans F US SONO3100/FUS060	138604H301/551903H122	09.07.2020	08.07.2024
3	Тепловычислитель	СПТ961.2	25326	28.07.2020	27.07.2024
4	Комплект термометров сопротивления	КТПТР-01	14874/14874А	28.07.2020	27.07.2024
5	Термометр сопротивления	ТПТ-1-3	1731	28.07.2020	27.07.2024
6	Термометр сопротивления	ТПТ-1-3	1408	28.07.2020	27.07.2024
7	Теплосчётчик	Логика 7961-У1	25326	18.08.2020	17.08.2024
8	Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-04	17422437	30.07.2020	29.07.2025
9	Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-04	17422438	30.07.2020	29.07.2025
10	Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-04	17422439	30.07.2020	29.07.2025
11	Датчик давления	МИДА-ДИ-13П-04	17317300	30.07.2020	29.07.2025

Таблица 59 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Роста»

№ п/п.	Состав УУТЭ			Последняя поверка	Следующая поверка
	Тип СИ	Модель	Заводской номер		
1	Датчик температуры	КТС-Б	20080	09.07.2020	08.07.2024
2	Датчик температуры	КТСП-Н	43163	09.07.2020	08.07.2024
3	Теплосчётчик-регистратор	Энконт	1100	15.07.2020	14.07.2024
4	Ультразвуковой преобразователь расхода DN 200	S200I	131-12	15.07.2020	14.07.2024
5	Ультразвуковой преобразователь расхода DN 200	S200I	130-12	15.07.2020	14.07.2024
6	Ультразвуковой преобразователь расхода DN 50	S050I	123-12	15.07.2020	14.07.2024
7	Датчик давления	НТ-1,6	21184	29.07.2020	28.07.2024
8	Датчик давления	НТ-1,6	21351	29.07.2020	28.07.2024
9	Датчик давления	НТ-1,6	21234	29.07.2020	28.07.2024
10	Датчик давления	НТ-1,0	19680	29.07.2020	28.07.2024

Таблица 60 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Абрам-Мыс»

№ п/п.	Состав УУТЭ			Последняя поверка	Следующая поверка
	Тип СИ	Модель	Заводской номер		
1	Комплект термометров сопротивления	КТПТР-01	15596/15596А	20.07.2022	19.07.2026
2	Тепловычислитель	СПТ961.2	20240	26.06.2019	25.06.2023
3	Преобразователь расхода вихреакустический, DN 100	Метран-300ПР-100-А-0,01-01-42-Н-Mod-И-ШР-без КМЧ	3004884	26.06.2019	25.06.2023
4	Преобразователь расхода вихреакустический, DN 100	Метран-300ПР-100-А-0,01-01-42-Н-Mod-И-ШР-без КМЧ	3004885	26.06.2019	25.06.2023
5	Преобразователь расхода вихреакустический, DN 32	Метран-300ПР-32-А-0,01-01-42-Н-Mod-И-ШР-без КМЧ	3004886	26.06.2019	25.06.2023
6	Термометр сопротивления	ТПТ-1-3	9119	26.06.2019	25.06.2023
7	Преобразователь давления измерительный	Коммуналец СДВ-И-2,50-1,60-1,00-М(1,00)-4-20мА-DA422-0605-3	А536264	22.08.2018	21.08.2023
8	Преобразователь давления измерительный	Коммуналец СДВ-И-2,50-1,60-1,00-М(1,00)-4-20мА-DA422-0605-3	А536265	22.08.2018	21.08.2023
9	Преобразователь давления измерительный	Коммуналец СДВ-И-2,50-1,60-1,00-М(1,00)-4-20мА-DA422-0605-3	А536304	22.08.2018	21.08.2023
10	Теплосчётчик	Логика 6962-10-53212	96153190418	04.09.2019	03.09.2023

Таблица 61 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельных ТЦ «Росляково - 1» и ТЦ «Росляково Южное»

Тип прибора	Заводской номер	Место установки, измеряемый параметр
Котельная «ТЦ «Росляково - 1»		
Тепловычислитель СПТ961.2	32577	ЦТЩ котельной ТЦ, пос. Росляково, теплосеть Верх, Низ поселка
Расходомер Взлет МР УРСВ-520ц	1801193	Расход прямой, обратной сетевой воды Верх поселка, трубопровод по месту
Расходомер Взлет МР УРСВ-520ц	1801027	Расход прямой, обратной сетевой воды Низ поселка, трубопровод по месту
Котельная ТЦ «Росляково Южное»		
Тепловычислитель СПТ961.2	32584	ЦТЩ котельной ТЦ, теплосеть ГВС, подпитка тепловых сетей Верх, Низ поселка
Расходомер Взлет МР УРСВ-520ц	1801485	Расход прямой, обратной воды ГВС, трубопровод по месту
Расходомер Взлет МР УРСВ-311	1491807	Расход подпитки Верх, Низ поселка, трубопровод по месту
Расходомер Взлет МР УРСВ-311	1701176	-

Таблица 62 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Фестивальная»

№ п/п.	Состав УУТЭ			Последняя поверка	Следующая поверка
	Тип СИ	Модель	Заводской номер		
1	Комплект термометров сопротивления	КТПТР-01	15596/15596А	20.07.2022	19.07.2026
2	Тепловычислитель	СПТ961.2	20240	26.06.2019	25.06.2023
3	Преобразователь расхода вихреакустический, DN 100	Метран-300ПР-100-А-0,01-01-42-Н-Mod-И-ШР-без КМЧ	3004884	26.06.2019	25.06.2023
4	Преобразователь расхода вихреакустический, DN 100	Метран-300ПР-100-А-0,01-01-42-Н-Mod-И-ШР-без КМЧ	3004885	26.06.2019	25.06.2023
5	Преобразователь расхода вихреакустический, DN 32	Метран-300ПР-32-А-0,01-01-42-Н-Mod-И-ШР-без КМЧ	3004886	26.06.2019	25.06.2023
6	Термометр сопротивления	ТПТ-1-3	9119	26.06.2019	25.06.2023
7	Преобразователь давления измерительный	Коммуналец СДВ-И-2,50-1,60-1,00-М(1,00)-4-20мА-DA422-0605-3	А536264	22.08.2018	21.08.2023
8	Преобразователь давления измерительный	Коммуналец СДВ-И-2,50-1,60-1,00-М(1,00)-4-20мА-DA422-0605-3	А536265	22.08.2018	21.08.2023
9	Преобразователь давления измерительный	Коммуналец СДВ-И-2,50-1,60-1,00-М(1,00)-4-20мА-DA422-0605-3	А536304	22.08.2018	21.08.2023
10	Теплосчётчик	Логика 6962-10-53212	96153190418	04.09.2019	03.09.2023

1.2.2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов оборудования на котельных, эксплуатируемых АО «МЭС», представлены в таблицах ниже.

Причины возникновения инцидентов – износ оборудования, время восстановления – от 12 до 36 часов.

Таблица 63 – Количество отказов основного оборудования котельной «Северная»

Период	Количество отказов котла, ед.														
	К-0 ПТВМ-30	К-1 ПТВМ-30	К-2 ПТВМ-30	К-3 ПТВМ-30	К-4 ДКВР-25/13р	К-5 ДКВР-25/13р	К-6 ДКВР-25/13р	К-7 ДКВР-25/13р	К-8 ДКВР-25/13р	К-9 ГМ-50-14/250	К-10 ГМ-50-14/250	К-11 ГМ-50-14/250	К-12 ГМ-50-14/250	К-13 ГМ-50-14/250	К-14 ГМ-50-14/250
Январь	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0
Февраль	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	2	0	1
Март	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	1	0
Апрель	0	0	0	0	0	1	0	0	2	0	1	0	2	1	0
Май	0	0	0	0	0	1	0	0	1	2	2	0	1	2	0
Июнь	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0	1	0	0	0	0
Июль	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Август	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сентябрь	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Октябрь	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	0	0
Ноябрь	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2	4
Декабрь	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	1	1	0
ИТОГО за 2022 год	**0**	**0**	**0**	**0**	**1**	**5**	**3**	**2**	**4**	**3**	**9**	**1**	**10**	**8**	**5**

Таблица 64 – Количество отказов основного оборудования котельной «Роста»

Период	Количество отказов котла, ед.	
	К-1 ГМ-50/14/250	К-2 ГМ-50/14/250
Январь	1	1
Февраль	0	2
Март	0	0
Апрель	1	0
Май	1	1
Июнь	1	0
Июль	0	0
Август	0	0
Сентябрь	2	0
Октябрь	1	0
Ноябрь	0	0
Декабрь	2	0
ИТОГО	**9**	**4**

Таблица 65 – Количество отказов основного оборудования котельной «Абрам-Мыс»

Период	Количество отказов котла, ед.		
	К-1 ДКВР-10/13	К-2 ДКВР-10/(25)13р	К-3 ДКВР-10/13
Январь	0	0	0
Февраль	0	0	0
Март	0	0	0
Апрель	0	0	0
Май	0	0	0
Июнь	0	0	0
Июль	0	0	0
Август	0	0	0
Сентябрь	0	0	0
Октябрь	0	0	0
Ноябрь	0	0	0
Декабрь	0	0	0
ИТОГО	**0**	**0**	**0**

Таблица 66 – Количество отказов основного оборудования котельной «Фестивальная»

Период	Количество отказов котла, ед.		
	К-1 ДЕ-25/14	К-2 ДЕ-25/14	К-3 ДКВР-10/13
Январь	1	0	0
Февраль	0	0	0
Март	0	0	1
Апрель	0	0	0
Май	0	0	0
Июнь	1	0	1
Июль	0	0	0
Август	1	0	1
Сентябрь	0	0	0
Октябрь	0	0	0
Ноябрь	0	1	2
Декабрь	0	0	0
ИТОГО	**3**	**1**	**5**

Таблица 67 – Количество отказов основного оборудования котельной «Росляково-1»

Период	Количество отказов котла, ед.			
	К-1 ДЕ-25/14	**К-2 ДЕ-25/14**	**К-3 ДКВР-10/13**	**К-4 ДЕ-25/14**
Январь	1	0	1	0
Февраль	0	1	2	0
Март	0	2	2	1
Апрель	0	0	0	0
Май	1	1	0	0
Июнь	3	0	5	2
Июль	0	0	1	0
Август	0	0	0	0
Сентябрь	0	0	0	0
Октябрь	0	0	0	0
Ноябрь	1	0	0	0
Декабрь	2	1	1	2
ИТОГО	8	5	12	5

Таблица 68 – Количество отказов основного оборудования котельной «Росляково Южная»

Период	Количество отказов котла, ед.									
	КП-1 ЛОТОС	**КП-2 НЕВА**	**КП-3 НЕВА**	**КВ-4 СТН-0,8**	**КВ-5 СТН-0,8**	**КВ-6 СТН-0,8**	**КВ-7 СТН-0,8**	**К-8 КВТ-1**	**К-9 КВТ-1**	**К-10 КВТ-1**
Январь	0	0	0	1	1	0	1	1	0	0
Февраль	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
Март	0	0	0	3	1	0	2	1	0	0
Апрель	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Май	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Июнь	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0
Июль	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Август	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сентябрь	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Октябрь	0	0	0	0	0	1	1	0	5	2
Ноябрь	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Декабрь	1	0	1	1	0	1	0	0	1	0
ИТОГО	**4**	**0**	**3**	**5**	**3**	**3**	**4**	**4**	**6**	**2**

1.2.2.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии АО «МЭС» отсутствуют.

1.2.2.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

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

1.2.3. МУП «МУК»

1.2.3.1. Общее описание

МУП «МУК» осуществляет деятельность по производству, транспортировке и сбыту тепловой энергии на территории г. Мурманска.

МУП «МУК» является ЕТО в зоне деятельности №002.

Производство тепловой энергии осуществляется на следующих источниках:

- котельная на угле.

Котельная на угле имеет установленную мощность 4,02 Гкал/ч. Котельная снабжает тепловой энергией район Дровяное.

Исходной водой для подпитки теплосети является горводопроводная вода из озера Первое, проходящая на котельной соответствующую подготовку и деаэрацию в деаэраторах атмосферного типа. Краткая характеристика источников теплоснабжения представлена в таблице ниже.

Таблица 69 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК»

Название котельной	Угольная котельная
Тип котельной	комбинированная
Основное топливо	уголь
Резервное топливо	нет
Наличие и тип водоподготовки	ВПУ-3
Наличие систем автоматизации	нет
Наличие приборов учета топлива	нет
Режим работы	Отопление и ГВС
Температурный график	95/70

На угольной котельной в качестве основного топлива используется каменный уголь марки ДПК 50-300мм с низшей теплотой сгорания 5500 ккал/кг.

1.2.3.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На угольной котельной установлено 4 водогрейных и 2 паровых котла, срок эксплуатации которых не превышает 15 лет.

Угольная котельная работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 95/70 ºС. Система теплоснабжения – четырехтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей (с учетом потерь в тепловых сетях) составляет 0,927998 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 0,77024 Гкал/ч;
- ГВС – 0,157758 Гкал/ч.

Характеристика основного оборудования котельной приведена в таблице 70.

Таблица 70 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК»

Наименование источника	Тип и количество котлов	Производительность, Гкал/ч	Расчетная присоединенная нагрузка потребителей, Гкал/ч	Завод производитель	Год ввода в эксплуатацию	Тип автоматики регулирования	Тип деаэраторов	Средний КПД котлов, %
Угольная котельная	КСВр	0,69	0,927998	ООО "Римко"	2008	нет	нет	60
	КВс	1,25		ООО "ЭнергоРесурс"	2011			
	ВКВ-300	0,3		ОАО "Возовсельмаш	2011			
	НИИСТУ-5М	0,52		ЗАО "УСМР"	2008			
	КВр-0,8КБ	0,52		ООО ПК "Прогресс-Энерго"	2017			
	КПр	0,74		KVZR	2022			

Состав и характеристика вспомогательного оборудования угольной котельной приведены в таблице 71.

Таблица 71 – Состав и характеристика вспомогательного оборудования угольной котельной

Наименование	Марка	Мощность, кВт	Примечание
Насос ГВС	КМ 80-65-160Е	7,5	Резерв
Насос ГВС	КМ 80-50-120Е	15	-
Насос СО	К 160/30	17	-
Насос СО	К 160/30	17	Резерв
Подпиточный насос	-	2	-

1.2.3.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «МУК» представлены в таблице 72.

Таблица 72 – Характеристика мощности котельной МУП «МУК»

Наименование параметра	Ед. измерения	Наименование источника
		Угольная котельная
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	4,02
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	4,02
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,076
Собственные и хозяйственные нужды	%	1,9
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	3,944

1.2.3.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности и величине располагаемой тепловой мощности источников представлены в таблице 72. В настоящее время, ограничения мощности на источнике МУП «МУК» отсутствуют.

1.2.3.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника МУП «МУК» представлены таблице 73.

Собственные нужды на угольной котельной составляют 1,9%. Собственные нужды включают в себя расход тепловой энергии на отопление и хозяйственные нужды котельной; потери тепла трубопроводами, насосами, баками и т.п.; утечки, испарения при выявлении неисправностей в оборудовании; неучтенные потери.

Таблица 73 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива на угольной котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «МУК» за 2022-2024 год

N п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрега-тами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
2022						
1	Угольная котельная	4 338,2	82,4	4 255,8	Каменный уголь	1 985,83
2023						
1	Угольная котельная	4349,92	82,649	4267,271	Каменный уголь	1 995,84
2024						
1	Угольная котельная	3 794,6	72,1	3 722,5	Каменный уголь	1 740,97

1.2.3.6. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельной МУП «МУК» представлен в п.1.2.3.2.

1.2.3.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Отопление:

- угольная котельная работает по стандартной схеме водогрейной котельной. Обратная сетевая вода поступает в водогрейные котлы, где нагревается до 95 °С и затем поступает в тепловую сеть. Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Горячее водоснабжение:

− угольная котельная: теплообменник установлен на котельной, вода нагревается паром из паровых котлов.

Подпитка осуществляется из городского водопровода, которая предварительно очищается в системе ХВО.

Тепловые схемы котельной приведены в приложениях Ж, З.

1.2.3.8. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный, т.е. регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменяемом расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику - 95/70 °С.

Температурные графики регулирования отпуска тепловой энергии в сеть приведены в части 3 «Тепловые сети, сооружения на них, тепловые пункты».

1.2.3.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования угольной котельной приведена в таблице 74.

Таблица 74 - Загрузка основного оборудования угольной котельной

Период	Котельное оборудование					
	Котел №1 КВр-0,8КБ	Котел №2 КСВр-0,8	Котел №3 КВС-1,45	Котел №6 ВКВ-300	Котел №7 НИИСТУ 5М	Котел №9 КПр
Наработка 2021 г., ч						
Январь	744	360	384			744
Февраль	300	372	672		672	
Март	744		744		384	360
Апрель	720	360	360		720	
Май	744	372			744	
Июнь	384			168	60	324
Июль				168		384
Август			144			744
Сентябрь	360		360		72	672
Октябрь		372	372		168	576
Ноябрь	216	216	624		386	360
Декабрь	744	360	168		96	744
Итого:	**4956**	**2 412**	**3 828**	**336**	**3 302**	**4 908**

Период	Котельное оборудование					
	Котел №1 КВр-0,8КБ	Котел №2 КСВр-0,8	Котел №3 КВС-1,45	Котел №6 ВКВ-300	Котел №7 НИИСТУ 5М	Котел №9 КПр
Наработка 2022 г., ч						
Январь	744	372	192		576	216
Февраль	244	428	216		300	372
Март	744	744			312	432
Апрель	720		372		168	576
Май	696					744
Июнь				168		408
Июль						720
Август					168	576
Сентябрь	720				72	672
Октябрь	624	216			96	648
Ноябрь	720	372			288	456
Декабрь	744	372	372		48	744
Итого:	**5956**	**2 504**	**1 152**	**168**	**2 028**	**6 564**
Наработка 2023 г., ч						
Январь	744	372	192		744	
Февраль	244	428	216		744	
Март	744	744				744
Апрель	720		372		168	576
Май	696					744
Июнь				168		408
Июль						720
Август					168	576
Сентябрь	720				72	672
Октябрь	624	216			96	648
Ноябрь	720	372			288	456
Декабрь	744	372	372		48	744
Итого:	**5956**	**2 504**	**1 152**	**168**	**2 328**	**6 288**
Наработка 2024 г., ч						
Январь	744		744			744
Февраль	696		696			696
Март	744	372	372			744
Апрель	720	360	360			720
Май	744		372			744
Июнь					480	
Июль				84	372	372
Август				84	372	372
Сентябрь	240					720
Октябрь	372		372			744
Ноябрь	720	360	360			720
Декабрь	744	372	744		372	744
Итого:	**5724**	**1 464**	**4 020**	**168**	**1 596**	**7 320**

Суммарная наработка котлов за 2024 год составила 20292 часа. Наиболее загружен был котел №9 КПр.

1.2.3.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на угольной котельной установлен УУТЭ на базе вычислителя СПТ-943.1.

1.2.3.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений оборудования на котельной МУП «МУК» отсутствует.

1.2.3.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии МУП «МУК» отсутствуют.

1.2.3.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

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

1.2.4. ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

1.2.4.1. Общее описание

ООО «Тепло Людям. Кандалакша» осуществляет деятельность по производству, транспортировке и сбыту тепловой энергии от дизельной котельной на территории района Дровяное г. Мурманска. Ранее, обслуживание данного источника осуществляло МУП «МУК».

ООО «Тепло Людям. Кандалакша» является ЕТО в зоне деятельности №008.

Котельная на дизельном топливе имеет установленную мощность 2,06 Гкал/ч. Котельная снабжает тепловой энергией многоквартирные дома района Дровяное: ул. Прибрежная, д.6, ул. Прибрежная, д.23, ул. Прибрежная, д.25, МРОО "Пробуждение" ул. Прибрежная, 23.

Исходной водой для подпитки теплосети является горводопроводная вода из озера Первое, проходящая на котельной соответствующую подготовку и деаэрацию в деаэраторах атмосферного типа. Краткая характеристика источника теплоснабжения представлена в таблице ниже.

Таблица 75 – Характеристика источника теплоснабжения

Название котельной	Дизельная котельная
Тип котельной	водогрейная
Основное топливо	дизельное топливо
Резервное топливо	нет
Наличие и тип водоподготовки	УОЛСН-1
Наличие систем автоматизации	есть
Наличие приборов учета топлива	Есть (ППО 40-06СУ)
Режим работы	Отопление и ГВС
Температурный график	95/70

На дизельной котельной в качестве основного топлива используется дизельное топливо марки Д-0,2-6,2.

1.2.4.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На дизельной котельной установлено 3 водогрейных котла, срок эксплуатации которых составляет 18-19 лет.

Дизельная котельная работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 95/70 ºС. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей (с учетом потерь в тепловых сетях) составляет 0,585 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 0,484 Гкал/ч;
- ГВС – 0,101 Гкал/ч.

Характеристика основного оборудования котельной приведена в таблице 70.

Таблица 76 – Характеристика источника теплоснабжения ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

Наименование источника	Тип и количество котлов	Производитель ность, Гкал/ч	Расчетная присоединенная нагрузка потребителей, Гкал/ч	Завод производитель	Год ввода в эксплуатацию	Тип автоматики регулирования	Тип деаэраторов	Средний КПД котлов, %
Дизельная котельная	GTE 521	1,02	0,828064	De Dietrich thermique	2006	Панель управления	S6A-R	90
	GTE 511	0,52			2005			
	GTE 511	0,52			2005			

Состав и характеристика вспомогательного оборудования дизельной котельной приведены в таблице ниже.

Таблица 77 – Состав и характеристика вспомогательного оборудования дизельной котельной

Наименование	Марка	Расход, куб. м/ч	Мощность, кВт
Циркуляционный насос	ТР 62-720/2	77,2	22
Циркуляционный насос	ТР 65-410/2	56,2	7,5
Циркуляционный насос	ТР 65-410/2	56,2	7,5

1.2.4.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Тепло Людям. Кандалакша» представлены в таблице ниже.

Таблица 78 – Характеристика мощности котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

Наименование параметра	Ед. измерения	Наименование источника
		Дизельная котельная
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2,06
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	2,06
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,019
Собственные и хозяйственные нужды	%	0,9
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	2,041

1.2.4.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности и величине располагаемой тепловой мощности источников представлены в таблице 78. В настоящее время, ограничения мощности на источнике ООО «Тепло Людям. Кандалакша» отсутствуют.

1.2.4.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника ООО «Тепло Людям. Кандалакша» представлены таблице 73.

Собственные нужды на дизельной котельной составляют 0,9%. Собственные нужды включают в себя расход тепловой энергии на отопление и хозяйственные нужды котельной; потери тепла трубопроводами, насосами, баками и т.п.; утечки, испарения при выявлении неисправностей в оборудовании; неучтенные потери.

Таблица 79 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по дизельной котельной в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ООО «Тепло Людям. Кандалакша» за 2022-2024 год

N п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрега-тами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
2022						
1	Дизельная котельная	2 994,2	26,9	2 967,2	Дизельное топливо	464,58
2023						
1	Дизельная котельная	2980,309	26,82	2953,489	Дизельное топливо	462,30
2024*						
1	Дизельная котельная	1 350,1	292,4	1057,7	Дизельное топливо	252,9

* В таблице представлены данные лишь за период с сентября по декабрь 2024 года (ООО «Тепло Людям. Кандалакша» эксплуатирует котельную лишь со 2-ой половины отопительного периода 2024 года).

1.2.4.6. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» представлен в п.1.2.3.2.

1.2.4.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Отопление:

- дизельная котельная работает по стандартной схеме водогрейной котельной. Обратная сетевая вода поступает в водогрейные котлы, где нагревается до 95 °С и затем поступает в тепловую сеть. Циркуляция сетевой воды осуществляется сетевыми насосами.

Горячее водоснабжение:

- дизельная котельная: в домах установлены пластинчатые теплообменники, вода нагревается теплоносителем отопления;

Подпитка осуществляется из городского водопровода, которая предварительно очищается в системе ХВО.

Тепловые схемы котельной приведены в приложениях Ж, З.

1.2.4.8. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Способ регулирования отпуска тепловой энергии от котельной – качественный, т.е. регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменяемом расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику - 95/70 °С.

Температурные графики регулирования отпуска тепловой энергии в сеть приведены в части 3 «Тепловые сети, сооружения на них, тепловые пункты».

1.2.4.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования дизельной котельной приведена в таблице 80.

Таблица 80 - Загрузка основного оборудования дизельной котельной

Период	Котельное оборудование		
	GTE 521	GTE 511 №1	GTE 511 №2
Наработка 2021 г., ч			
Январь	744	5	3
Февраль	672	2	3
Март	744	3	2
Апрель	720	3	2
Май	744	2	3
Июнь	72	648	2
Июль	1	408	2
Август	1	672	72
Сентябрь	720	2	3
Октябрь	744	2	3
Ноябрь	744	3	2
Декабрь	744	2	3
Итого:	**6 650**	**1 752**	**100**
Количество пусков из горячего состояния (при простое менее 12 часов)			
2021	**6**	**19**	**19**
Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)			
2021	**6**	**19**	**19**
Наработка 2022 г., ч			
Январь	744	3	1
Февраль	672	2	2
Март	744	2	3
Апрель	720	3	3
Май	744	3	2
Июнь	72	2	648
Июль	1	3	408
Август	2	72	672
Сентябрь	720	2	3
Октябрь	744	3	2
Ноябрь	744	2	2
Декабрь	744	3	3
Итого:	**6 651**	**100**	**1 749**
Количество пусков из горячего состояния (при простое менее 12 часов)			
2022	**12**	**0**	**10**
Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)			
2022	**4**	**12**	**14**
Наработка 2023 г., ч			
Январь	744	3	1
Февраль	672	2	2
Март	744	2	3

Период	Котельное оборудование		
	GTE 521	**GTE 511 №1**	**GTE 511 №2**
Апрель	720	3	3
Май	744	3	2
Июнь	72	2	648
Июль	1	3	408
Август	2	72	672
Сентябрь	720	2	3
Октябрь	744	3	2
Ноябрь	744	2	2
Декабрь	744	3	3
Итого:	**6 651**	**100**	**1 749**
Количество пусков из горячего состояния (при простое менее 12 часов)			
2023	**12**	**0**	**10**
Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)			
2023	**4**	**12**	**14**
Наработка 2024 г., ч			
Январь	-	-	-
Февраль	-	-	-
Март	-	-	-
Апрель	144	-	-
Май	744	-	-
Июнь	-	-	744
Июль	-	744	-
Август	372	-	372
Сентябрь	744	-	-
Октябрь	744	-	-
Ноябрь	730	14	-
Декабрь	744	-	-
Итого:	**4222**	**758**	**116**

Суммарная наработка котлов за время эксплуатации котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» составила 5096 часов. Наиболее загружен был котел GTE 521.

1.2.4.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на дизельной котельной установлен УУТЭ на базе вычислителя СПТ-943.

1.2.4.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений оборудования на котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» отсутствует.

1.2.4.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии ООО «Тепло Людям. Кандалакша» отсутствуют.

1.2.4.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

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

1.2.5. АО «Завод ТО ТБО»

1.2.5.1. Общее описание

Акционерное общество «Завод по термической обработке твердых бытовых отходов» - предприятие жилищно-коммунального комплекса. АО «Завод ТО ТБО» является единственным, уникальным предприятием Северо-Западного региона России, более 30 лет успешно работающим в суровых условиях Крайнего Севера на рынке обращения с отходами производства и потребления, для сбережения природных ресурсов Кольского полуострова и выработки дешевой тепловой энергии.

Завод в г. Мурманске предназначен для сжигания несортированных твердых коммунальных отходов из г. Мурманска, Кольского и Североморского районов и оборудован двумя мусоросжигательными котлоагрегатами, паропроизводительностью 45 т/ч каждый. В процессе термической обработки твердых бытовых отходов, предприятие вырабатывает дешевую тепловую энергию, которую частично использует на собственные нужды, а большую часть реализует на Восточную котельную АО «Мурманская ТЭЦ». Аналогичных предприятий в области нет.

1.2.5.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На предприятии установлено 2 мусоросжигательных котла «CKD DUKLA» (Чехия) пропускной способностью по сжигаемому ТБО до 15 т/ч. Дополнительным топливом для стабильного горения и растопки котлов служит топочный мазут марки М-100 с теплотой сгорания 9500 ккал/ч.

Характеристика основного и вспомогательного оборудования приведена в таблицах 81 и 82 соответственно.

Таблица 81 – Характеристика основного оборудования АО «Завод ТО ТБО»

Тип оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Паропроизводительность, т/ч (Гкал/ч)	Топливо	Параметры пара		Завод изготовитель	Продление срока службы, тех. состояния
				Т, °С	Р, кг/см^2		
Паровой мембранный котел с естественной циркуляцией для сжигания ТКО	1986	45 (31)	ТБО	220-240	12,7	ЧКД «Дукла», г. Прага	Не ограничено
Паровой мембранный котел с естественной циркуляцией для сжигания ТКО	1986	45 (31)	ТБО	220-240	12,7	ЧКД «Дукла», г. Прага	Не ограничено

Таблица 82 – Характеристика вспомогательного оборудования АО «Завод ТО ТБО»

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования
Установка ХВО для паровых котлов	-	50 $м^3$/ч
Протяженность и диаметр паропровода	-	409 м, 273 мм
Дымосос	Д20*2	245000 м3/ч
Вентилятор первичного воздуха	РВЕ-1600-5Н-Л180-0	Q=18,2 $м^3$/сек Н=2700Па
Вентилятор вторичного воздуха	РВЕ BOOSH -n90	Q=5,55 $м^3$/сек Н= 9800Па
Насосы питательные	ЦНГС-60-231	60 м3/ч
Насосы питательные	ЦНГС-38-220	38 $м^3$/ч

1.2.5.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На заводе установлены два котлоагрегата. Характеристика мощности предприятия приведены в таблице 83.

Таблица 83 – Характеристика мощности АО «Завод ТО ТБО»

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	62,0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	31,0
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	9,0
Нагрузка на собственные нужды	%	30,0
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	22,0

1.2.5.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности источника отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности источника представлены в таблице 83.

1.2.5.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источников АО «Завод ТБО» представлены таблице 84.

Таблица 84 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Завод ТБО» за 2019-2023 гг.

Год	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т у.т
2019	113495	40545	72950	ТКО	14981,80
2020	94346	35826	58519	ТКО	13003,59
2021	72610	30319	42291	ТКО	9647,46
2022	-	-	47200*	ТКО	-
2023	-	-	22357*	ТКО	-

* по данным АО «Мурманская ТЭЦ»

1.2.5.6. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования АО «Завод ТБО» представлен в п.1.2.4.2.

1.2.5.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Мусоросжигательный завод предназначен для сжигания несортированных твёрдых бытовых отходов. На Заводе установлены два мусоросжигательных котлоагрегата пропускной способностью по сжигаемым отходам с теплотой сгорания 1600 ккал/кг - 15 т/ч и максимальной паропроизводительность 45 т/ч. Номинальное давление перегретого пара – 13 кгс/см^2, номинальная температура перегретого пара –

250°С. Проектная мощность завода по термообработке – 107 тыс. тонн в год. Сжигание производится при температуре 850-1200 °С.

Для поддержания этих параметров проектом предусмотрено использование мазута в количестве 4,6 тыс. тонн в год, но так как за эти годы существенно изменился морфологический состав бытовых отходов, большую их часть составляют горючие фракции, то процесс горения ТБО происходит с применением минимального количества мазута.

В процессе термообработки отходов образуется шлак 4 класса опасности (до 25% от утилизированного ТБО), который используется на полигоне ТКО с.п. Междуречье Мурманской области для послойной рекультивации.

1.2.5.8. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Способом регулирования отпуска тепловой энергии от котлов АО «Завод ТО ТБО» является изменение подаваемого количества ТКО.

1.2.5.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка котлов АО «Завод ТО ТБО» приведена в таблице 85.

Таблица 85 – Сведения о работе основного котельного оборудования

Месяц	Наработка, ч			
	2019		2020	
	Котел №1	Котел №2	Котел №1	Котел №2
Январь	377	303	0	672
Февраль	97	434	0	737
Март	251	493	0	603
Апрель	323	240	0	505
Май	178	495	0	477
Июнь	0	472	0	423
Июль	0	442	0	299
Август	0	425	0	465
Сентябрь	0	533	0	478
Октябрь	0	722	0	403
Ноябрь	0	583	0	400
Декабрь	83	270	0	406
Итого:	**1309**	**5412**	**0**	**5862**

1.2.5.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

На заводе установлен прибор учета отпускаемой тепловой энергии. Теплосчетчик расположен на выводе паропровода из здания завода. Учет полученной тепловой энергии от завода также ведется на Восточной котельной АО «Мурманская ТЭЦ».

1.2.5.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений оборудования на АО «Завод ТО ТБО» не ведется.

1.2.5.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии АО «Завод ТО ТБО» отсутствуют.

1.2.5.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

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

1.2.6. АО «ММТП»

1.2.6.1. Общее описание

Мурманский морской торговый порт был основан в 1915 году. Акционерное общество «Мурманский морской торговый порт» было создано в 1994 году на базе государственного предприятия и в настоящее время является крупнейшим предприятием города Мурманска, а по объему перерабатываемых грузов занимает четвертое место по России и является вторым по величине (после Санкт - Петербургского порта) портом северо-западной части России.

АО «ММТП» располагает для работы семнадцатью причалами общей протяженностью около 3000 метров.

Порт оснащен собственным теплоисточником, который осуществляет поставку тепловой энергии всем субабонентам на территории предприятия, а также обеспечивает теплом здание Мурманского морского вокзала. Теплоснабжение жилищного фонда от данного источника не осуществляется. Котельная находится в долгосрочной аренде ФГУП «Росморпорт».

АО «ММТП» является ЕТО в зоне деятельности №005.

1.2.6.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На котельной АО «ММТП» установлено 3 котла - 2 паровых котла (ДКВР-10/13 и ДЕ-10/14 ГМ) и 1 водогрейный котел Турботерм. Котельная работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии – 90–70 °С, со срезкой на минимуме 62 °С. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 14,03 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 4,86 Гкал/ч;
- вентиляция – 7,1 Гкал/ч;
- ГВС – 2,07 Гкал/ч.

Основным топливом на котельной является топочный мазут марки М-100. Аварийного и резервного топлива не предусмотрено.

Технические характеристики основного и вспомогательного оборудования приведены в таблицах 86 – 89.

Таблица 86 – Технические характеристики основного оборудования котельной

Тип и количество котлов	Количество	Производительность, Гкал/ч, т/ч	Расчетная присоединенная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	Завод-изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива	Наличие и тип охладителей выпара	Давление и температура пара.	Тип экономайзера	Температура уходящих газов, ºС	КПД котлов, %
ДЕ 10/14	1	6,08/10	данные в ПКЭ	БиКЗ	2001	мазут М-100	есть кожухотрубчатый	10/180	чугунный ЭБ2-236И.	167	93,3
ДКВР 10/13	1	6,08/10	данные в ПКЭ	БиКЗ	1987	мазут М-100	есть кожухотрубчатый	10/180	чугунный ЭБ 1-330П	144	89,7
в/к «Турботерм	1	2,322/-	данные в ПКЭ	РЭМЭКС	2003	мазут М-100	-	6/-	-	154	89,7

Таблица 87 – Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной

Наименование агрегата	Производительность оборудования, Гкал/ч	Кол-во	Рабочие параметры на входе/выходе		Удельный расход теплоэнергии, Гкал/ м^3	КПД по паспорту, %	Конденсатоотводчики: тип, количество	Температура конденсата, °С
			Давление рабочее, МПа	Температура рабочая, °С				
ПСВ - 1,2 ПП-1-17-7	2,98	2	16 –вода 7 - пар	130 –вода 250 - пар	Н.д.	Н.д.	Охладитель конденсата ПВ-2-09 2 шт.	65-70
ПСВ – 3,4 ЭТ-0411-16-89	6,249	2	16 –вода 7 - пар	130 –вода 250 - пар	Н.д.	Н.д.	Охладитель конденсата ПВ-2-16 2 шт	65-70

Таблица 88 – Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленного на котельной

Наименование агрегата,	Производительность агрегата, м³/ч	Кол-во	Рабочие параметры на входе/выходе		Удельный расход теплоэнергии, Гкал/ м³	КПД по паспорту, %	Конденсатоотводчики: тип, количество
			Давление рабочее, МПа	Температура рабочая, °С			
Деаэратор сетевой ДА-15/14	14	1	0,1176	104,25	Н.д.	Н.д.	нет
Деаэратор питательный ДА 25/8	8	1	0,1176	104,25	Н.д.	Н.д.	нет

Таблица 89 – Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной

Наименование агрегата	Производительность агрегата, м³/ч	Кол-во	Рабочие параметры на входе/выходе		Удельный расход теплоэнергии, Гкал/ м³	КПД по паспорту, %	Конденсатоотводчики: тип, количество	Наличие теплоутилизационных устройств, температура конденсата, °С	Примечание (характеристика загрязнений конденсата)
			Давление рабочее, МПа	Температура рабочая, °С					
Подогреватель мазута ПМ-1 МВН 25/52	н.д.	1	25	130	н.д.	н.д.	поплавковый фланцевый 1 шт.	35-40	Следы нефтепродуктов
Подогреватель мазута ПМ-2,3 МВН 25/32	н.д.	2	25	130	н.д.	н.д.	поплавковый фланцевый 1 шт.	35-40	Следы нефтепродуктов

1.2.6.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Тепловая энергия отпускается потребителю в горячей воде, на котельной установлено четыре сетевых подогревателя и один сетевой деаэратор ДА-15/14, для подготовки подпиточной воды, направляемой в тепловую сеть.

Тепловая энергия расходуется на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение потребителей, расположенных на территории торгового порта, а также здания Мурманского морского вокзала. Характеристика мощности предприятия приведены в таблице 90.

Таблица 90 – Характеристика мощности котельной АО «ММТП»

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина
2022		
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	14,03
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	14,03
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,35
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	13,68
2023		
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	14,03
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	14,03
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,35
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	13,68
2024		
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	14,03
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	14,03
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,35
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	13,68

1.2.6.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности источника отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности источника представлены в таблице 90.

1.2.6.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника АО «ММТП» представлены таблице 91.

Таблица 91 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «ММТП» за 2021-2024 гг.

N п/п	Год	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т у.т
1	2021	20 392,73	1 408,62	18 984,1	мазут	3234,1
2	2022	18 408,4	1 271,6	17 136,8	мазут	3002,34
3	2023	18 400,04	1270,98	17 129,06	мазут	2 885,06
4	2024	19 125,72	1 321,10	17 804,62	мазут	3 052,29

1.2.6.6. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельной АО «ММТП» представлен в п.1.2.5.2.

1.2.6.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Технологическая схема котельной АО «ММТП» предоставлена в приложении И.

1.2.6.8. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

На котельной АО «ММТП» осуществляется качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии потребителям. Регулирование отпуска

тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменяемом расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику. В котельной утвержден температурный график регулирования 90/70.

1.2.6.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка котлов АО «ММТП» приведена в таблице 92.

Таблица 92 – Сведения о работе основного котельного оборудования

Период	Наработка, ч			Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)		
	Котел №1 ДЕ 10/14	Котел №2 ДКВР 10/13	Котел №3 Турботерм	Котел №1 ДЕ 10/14	Котел №2 ДКВР 10/13	Котел №3 Турботерм
Январь	744					
Февраль	696					
Март	298	446			1	
Апрель		720				
Май		369	375			1
Июнь	28	10	682	1	1	2
Июль			744	1		1
Август			744			
Сентябрь			720			
Октябрь		264	480		1	
Ноябрь	117	603		1	1	
Декабрь		744				
Итого:	**1883**	**3156**	**3745**	**3**	**4**	**4**

1.2.6.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, ведется с помощью приборов (теплосчетчики Логика 6961, поверка – 10.09.2018 г.), установленных на выводах котельной.

Характеристики узлов учета тепловой энергии приведены в таблице ниже.

Таблица 93 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной АО «ММТП»

Тип прибора	Заводской номер
Тепловычислитель СПТ961.2	26941
Расходомер US800 Ду300	5232
Расходомер US800 Ду300	5233
Расходомер US800 Ду200	5231
Расходомер US800 Ду50	5230
Комплект термометров КТПТР-01-3	16448/16448А/16448В
Термометр ТПТ-1-3	6699
Термометр ТПТ-1-3	6698
Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01	14423366/14423370/14423375/14423376/14423377

1.2.6.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений оборудования на АО «ММТП» не ведется.

1.2.6.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии АО «ММТП» отсутствуют.

1.2.6.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

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

1.2.7. Жилищно-коммунальная служба №9 (г. Мурманск) филиала Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства Обороны Российской Федерации (по военно-морскому флоту

1.2.7.1. Общее описание

До 01.04.2024 года деятельность по обслуживание объектов теплоснабжения осуществляло ЖКС №1 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ. В настоящее время, основной целью деятельности ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту) является содержание (эксплуатация) объектов военной и социальной инфраструктуры и предоставление коммунальных услуг в интересах Вооруженных Сил Российской Федерации.

Основные виды деятельности:

- производство, передача и распределение тепловой энергии и теплоносителя (в виде пара и горячей воды);
- производство горячей воды в закрытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения);
- транспортировка по трубопроводам тепловой энергии и теплоносителя;
- комплексное обслуживание казарменно-жилищного фонда управление многоквартирными домами.

ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту) является ЕТО в зоне деятельности №007. Производство тепловой энергии осуществляется на котельной № 22, расположенной по адресу г. Мурманск, в/г №6, район Росляково, ул. Мохнаткина Пахта.

Котельная № 22 имеет установленную мощность 14,3 Гкал/ч и снабжает тепловой энергией в паре объекты в/г № 6, а также через ЦТП (бойлерную) тепловой энергией (водяное отопление и горячее водоснабжение) потребителей двух многоквартирных жилых домов жилого района Росляково по ул. Мохнаткина Пахта. В качестве основного оборудования установлены котлы КВВА 6/15 и ДЕ-16/14 ГМ, основным топливом которых является мазут, резервное топливо отсутствует. На источнике также установлены: деаэратор атмосферного типа ДА-50, экономайзер типа ЭБ-1-300И, паровой водоподогреватель ПП 1-2В.

Основным топливом на котельной является флотский мазут марки Ф-5. Аварийного и резервного топлива не предусмотрено.

1.2.7.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На котельной №22, эксплуатируемой ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту), установлено 2 паровых котла (КВВА 6/15 и ДЕ-16/14 ГМ). Котельная работает в отопительный период, температурный график отпуска тепловой энергии – 95–70 °С. Система теплоснабжения до ЦТП - паровая однотрубная, после ЦТП (бойлерной) двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная нагрузка потребителей составляет 2,637 Гкал/ч.

Технические характеристики основного и вспомогательного оборудования приведены в таблицах 94 - 97.

Таблица 94 – Технические характеристики основного оборудования котельной

Тип и количество котлов	Количество	Производительность, Гкал/ч, т/ч	Расчетная присоединенная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	Завод-изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива	Давление и температура пара.	Тип экономайзера	КПД котлов, %
КВВА 6/15	1	3,9 / 6	2,637	-	1979	мазут Ф-5	15/225	ЭБ-1-300И	н/д
ДЕ-16/14 ГМ	1	10,4 / 16		БиКЗ	1996	мазут Ф-5	14/225	чугунн. блочн.	н/д

Таблица 95 – Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной

Наименование агрегата	Производительность агрегата, $м^3/ч$	Кол-во	Площадь нагрева, $м^2$	Год ввода в эксплуатацию
Скоростной, пароводяной ПП 1-2В	1,99	1	21,2	1979

Таблица 96 – Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленного на котельной

Наименование агрегата,	Производительность агрегата, $м^3/ч$	Кол-во	Полезная емкость бака, $м^3$	Год ввода в эксплуатацию
Деаэратор ДА-50	25	1	50	1979

Таблица 97 – Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной

Наименование агрегата	Производительность агрегата, $м^3/ч$	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию
Скоростной, паровомазутный	1100	1	2004

1.2.7.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На котельной №22 установлены два котлоагрегата, один из которых находится в резерве.

Тепловая энергия отпускается на военный городок в паре, населению через ЦТП в горячей воде, на котельной установлен один сетевой подогреватель и один сетевой деаэратор, для подготовки подпиточной воды, направляемой в тепловую сеть.

Тепловая энергия расходуется на отопление и горячее водоснабжение потребителей на территории в/г № 6 и населения двух жилых домов по улице Мохнаткина Пахта.

Таблица 98 – Характеристика мощности котельной №22

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	14,3
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	14,3
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,22
Нагрузка на собственные нужды	%	5,536
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	14,08

1.2.7.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности источника отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности источника представлены в таблице 98.

1.2.7.5. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Сведения об объеме потребления тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто источника ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту) представлены таблице 99.

Таблица 99 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)

N п/п	Наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т у.т
1	Котельная №22	11 851,5	656,1	11195,3	мазут	2469,42

1.2.7.6. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования котельной №22 представлен в п.1.2.6.2.

1.2.7.7. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Технологическая схема котельной №22 не предоставлена.

1.2.7.8. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

На котельной № 22 ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) осуществляется качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии потребителям. Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети при неизменяемом расходе в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику. От котельной отпускается теплоноситель в виде пара с температурой 178 °С, после ЦТП (бойлерной) предусмотрен температурный график регулирования 95/70 °С.

1.2.7.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка котлов ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) приведена в таблице 100.

Таблица 100 – Сведения о работе основного котельного оборудования

Период	Наработка, ч	
	Котел №1 ДЕ-16/14 ГМ	Котел №2 КВВА 6/15
Январь	744	резерв
Февраль	672	резерв
Март	738	резерв
Апрель	720	резерв
Май	резерв	480
Июнь	резерв	-
Июль	резерв	-
Август	резерв	-
Сентябрь	резерв	360
Октябрь	158	576
Ноябрь	720	резерв
Декабрь	744	резерв
Итого:	**4506**	**1344**

1.2.7.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Приборы учета тепловой энергии на котельной отсутствуют. Учет отпущенной тепловой энергии осуществляется по приборам учета установленным у потребителей.

1.2.7.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказов оборудования на котельной № 22 ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) не зарегистрировано. Ремонтные работы проводятся ежегодно.

1.2.7.12. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) отсутствуют.

1.2.7.13. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

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

1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения

В городе Мурманске расположены 10 изолированных друг от друга систем теплоснабжения. Тепловые сети от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных эксплуатируются АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС».

Тепловые сети от котельных «Северная», «Роста», «Фестивальная», котельной в районе Абрам-Мыс, котельных ТЦ «Росляково - 1» и ТЦ «Росляково Южное» эксплуатируются АО «МЭС».

Паропровод от завода по термической обработке твердых бытовых отходов эксплуатируется АО «Завод ТО ТБО».

Теплоснабжение от источников района Дровяное выполняется по муниципальным тепловым сетям. Эксплуатацию осуществляют МУП «МУК» и ООО «Тепло Людям. Кандалакша».

Тепловые сети от котельной Мурманского морского торгового порта частично находятся в собственности АО «ММТП», часть тепловых сетей находится в долгосрочной аренде у АО «ММТП», собственником этих сетей является ФГУП «Росморпорт».

Тепловые сети от котельной № 22 эксплуатируются ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ).

1.3.1.1. АО «Мурманская ТЭЦ»

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «Мурманская ТЭЦ» (в т.ч. тепловые сети г. Кола) - 53,475 км (тепловые сети АО «Мурманская ТЭЦ» в г.Мурманск – 51,759 км; тепловые сети г. Кола – 1,716 км).

Тепловые водяные сети АО «Мурманская ТЭЦ» делятся на три системы:

- тепловые сети от Мурманской ТЭЦ;
- тепловые сети от Южной котельной;
- тепловые сети от Восточной котельной.

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 зона влияния от Восточной котельной может расширяться до тепловых камер ТК-104/2, ТК-24/3.

Мурманская ТЭЦ

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «Мурманская ТЭЦ» от Мурманской ТЭЦ составляет 19876 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 600 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 365 мм.

Тепловая энергия от Мурманской ТЭЦ передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ представлена на рисунке 12 и в таблице 101.

Таблица 101 – Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ на балансе АО «Мурманская ТЭЦ»

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 89	100
Ду 125	141
Ду 150	1212
Ду 200	2926
Ду 250	2594
Ду 300	3973
Ду 350	150
Ду 400	3316
Ду 500	5021
Ду 600	443

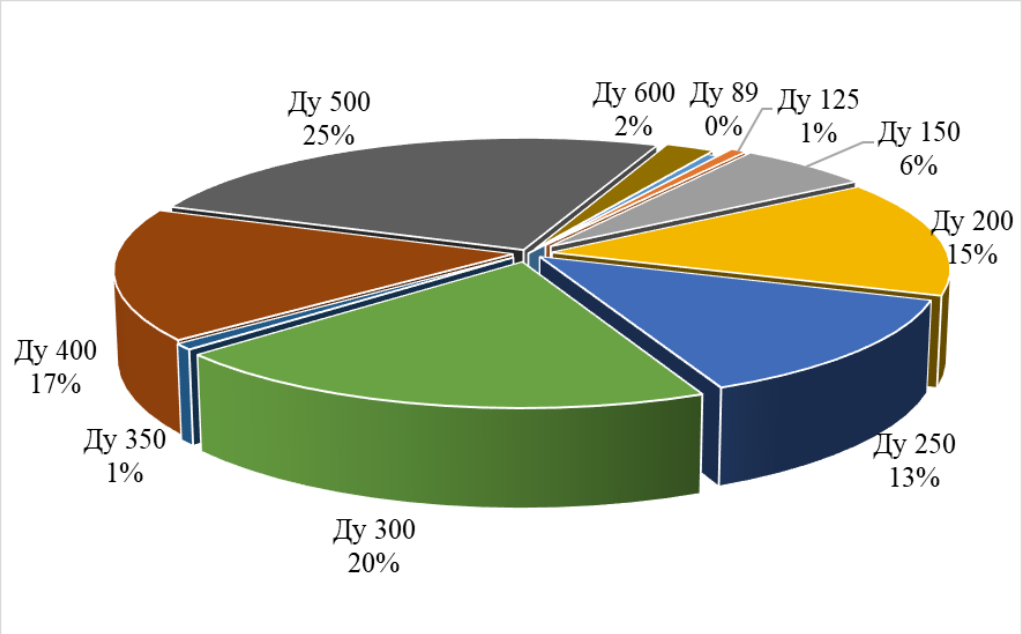


Рисунок 12. Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ

Южная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей от Южной котельной (в т.ч. т/с на г.Кола) составляет 22057,1 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 800 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 505 мм. Тепловая энергия от Южной котельной передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Южной котельной представлена на рисунке 13 и в таблице 102.

Таблица 102 – Структура тепловых сетей Южной котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 100	32
Ду 125	278
Ду 150	595,3
Ду 200	269
Ду 250	2196
Ду 300	2712
Ду 350	532
Ду 400	2365
Ду 450	838
Ду 500	3833
Ду 600	4880
Ду 700	1298,8
Ду 800	2185

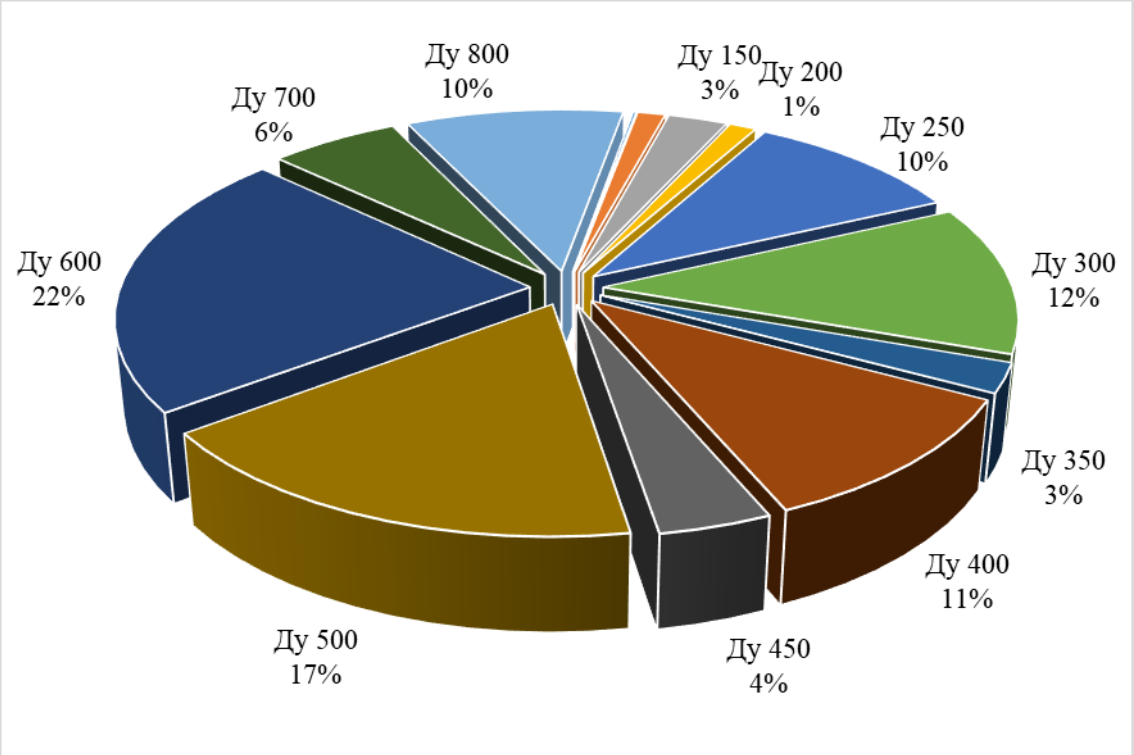


Рисунок 13. Структура тепловых сетей Южной котельной

Восточная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей от Восточной котельной составляет 11585 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 700 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 540 мм. Тепловая энергия от Восточной котельной передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Восточной котельной представлена на рисунке 14 и в таблице 103.

Таблица 103 – Структура тепловых сетей Восточной котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 150	742
Ду 200	122
Ду 250	745
Ду 300	1007
Ду 400	1758
Ду 500	2090
Ду 600	923
Ду 700	2991
Ду 800	1207

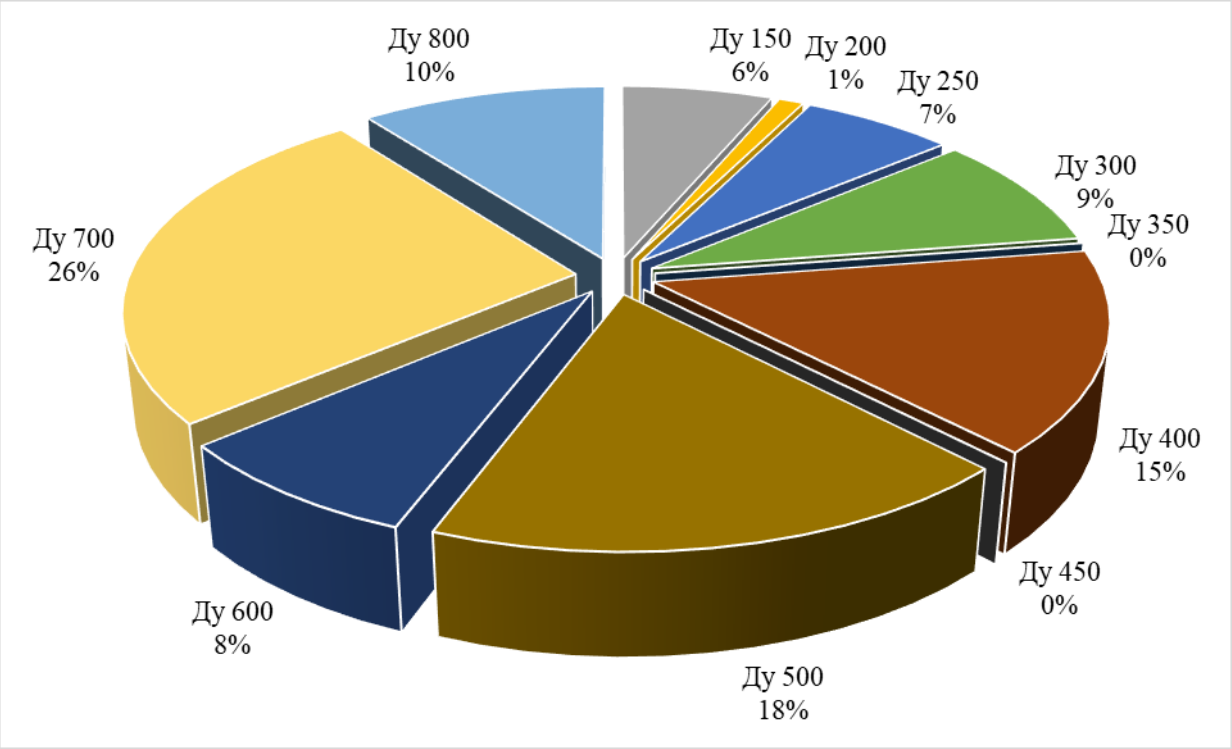


Рисунок 14 – Структура тепловых сетей Восточной котельной

1.3.1.2. АО «МЭС»

АО «МЭС» является теплоснабжающей и теплосетевой организацией, которая осуществляет эксплуатацию магистральных и внутриквартальных тепловых сетей.

Котельная «Северная»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Северная» составляет 117,58 км в однотрубном исчислении. Максимальный диаметр условного прохода трубопровода тепловой сети составляет 800 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 205,1 мм. Тепловая энергия от котельной «Северная» передается как в горячей воде, так и в паре.

Структура водяных тепловых сетей котельной «Северная» представлена на рисунке 15 и в таблице 104.

Таблица 104 – Структура тепловых сетей котельной «Северная»

Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, м
Ду 25	46,5
Ду 40	580,1
Ду 50	4320,1
Ду 65	4646,0
Ду 80	9337,1
Ду 100	15716,1
Ду 125	9817,6
Ду 150	15242,9
Ду 200	14927,0
Ду 225	432,0
Ду 250	11712,0
Ду 300	12960,9
Ду 350	3954,6
Ду 400	9004,8
Ду 500	3318,8
Ду 700	290,2
Ду 800	1271,1

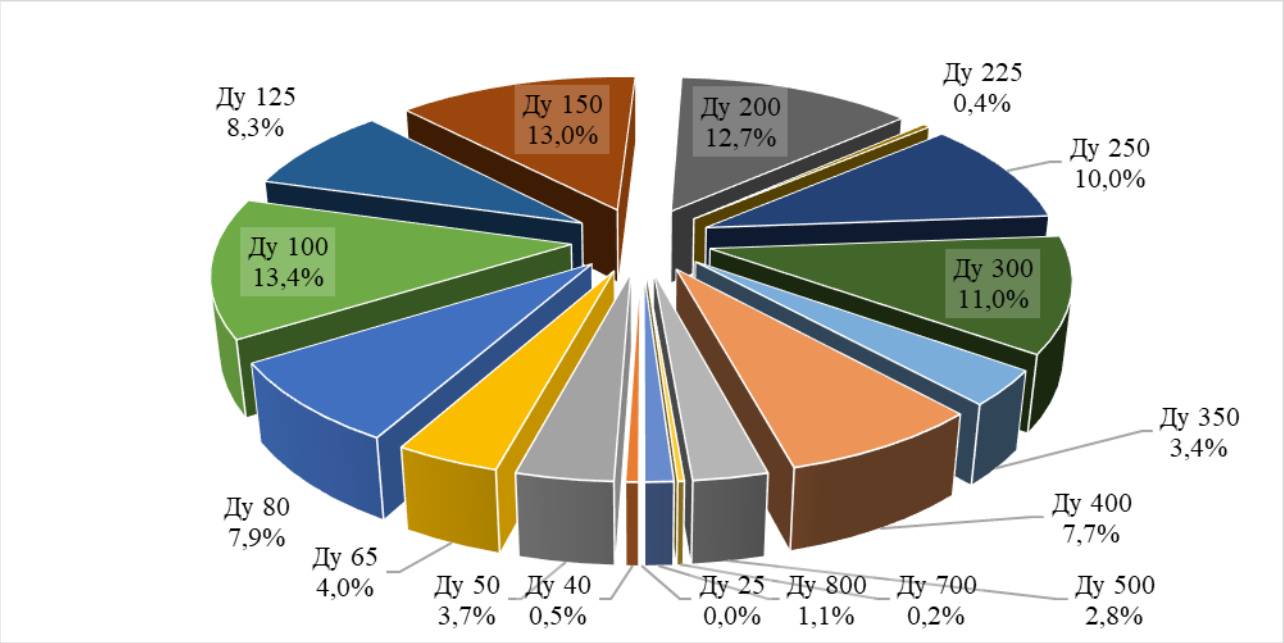


Рисунок 15 – Структура тепловых сетей от котельной «Северная»

Котельная «Роста»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Роста» составляет 20,37 км в однотрубном исчислении. Максимальный диаметр условного прохода трубопровода тепловой сети составляет 500 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 205,3 мм.

Структура тепловых сетей котельной «Роста» представлена на рисунке 16 и в таблице 105.

Таблица 105 – Структура тепловых сетей котельной «Роста»

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 25	24,6
Ду 32	70,1
Ду 40	152,1
Ду 50	1391,7
Ду 65	638,2
Ду 80	1371,7
Ду 100	3419,5
Ду 125	1540,2
Ду 150	2305,7
Ду 200	3653,2
Ду 250	566,6
Ду 300	649,6
Ду 350	524,8
Ду 400	1874,6
Ду 500	2182,8

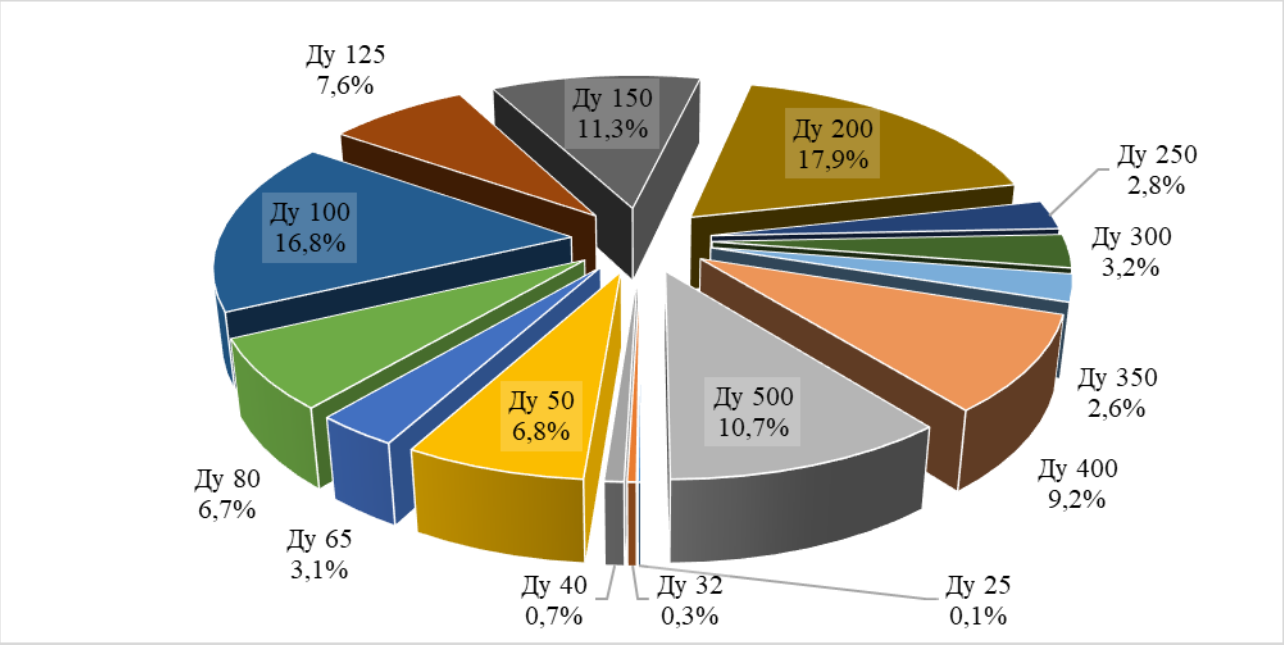


Рисунок 16 – Структура тепловых сетей котельной «Роста»

Котельная «Абрам-Мыс»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Абрам-Мыс» составляет 4,2 км в однотрубном исчислении. Максимальный диаметр условного прохода трубопровода тепловой сети составляет 200 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 137,2 мм.

Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс» представлена на рисунке 17 и в таблице 106.

Таблица 106 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»

Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, м
Ду 50	310,3
Ду 65	394,8
Ду 80	379,8
Ду 100	906,9
Ду 125	162,7
Ду 150	314,4
Ду 200	1732,1

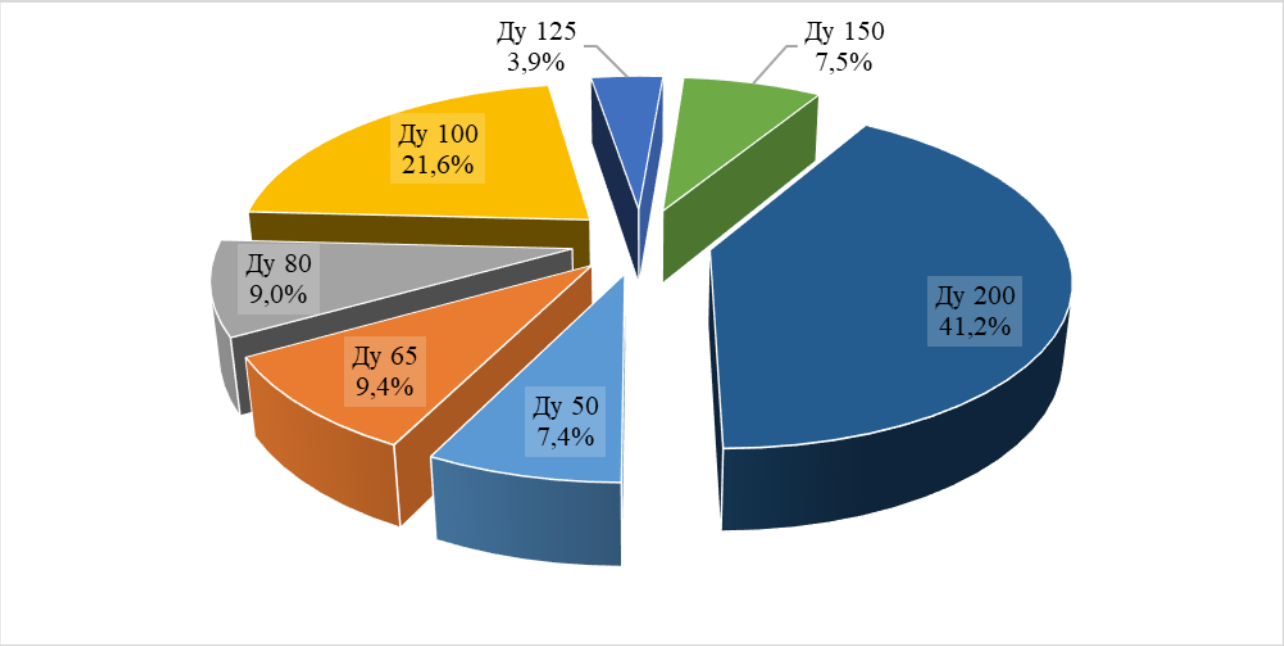


Рисунок 17 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»

Котельная ТЦ «Росляково-1»

Протяженность тепловых сетей от котельной «ТЦ «Росляково-1» составляет 22045 м в однотрубном исчислении:

- отопление – 14930,0 м;
- ГВС – 6261 м;
- сети абонентов – 853,8 м.

Максимальный диаметр тепловой сети составляет 426 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 154 мм. Прокладка сетей – надземная, подземная и подвальная, ориентировочный срок ввода в эксплуатацию – 1960-1979 гг.

Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1» представлена на рисунке 18 и в таблице 107.

Таблица 107 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1» (без сетей абонентов)

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 40	95
Ду 50	652
Ду 70	806,5
Ду 80	2527,8
Ду 100	1712,7
Ду 125	417
Ду 150	2919
Ду 200	1732
Ду 250	1441
Ду 300	35
Ду 400	296

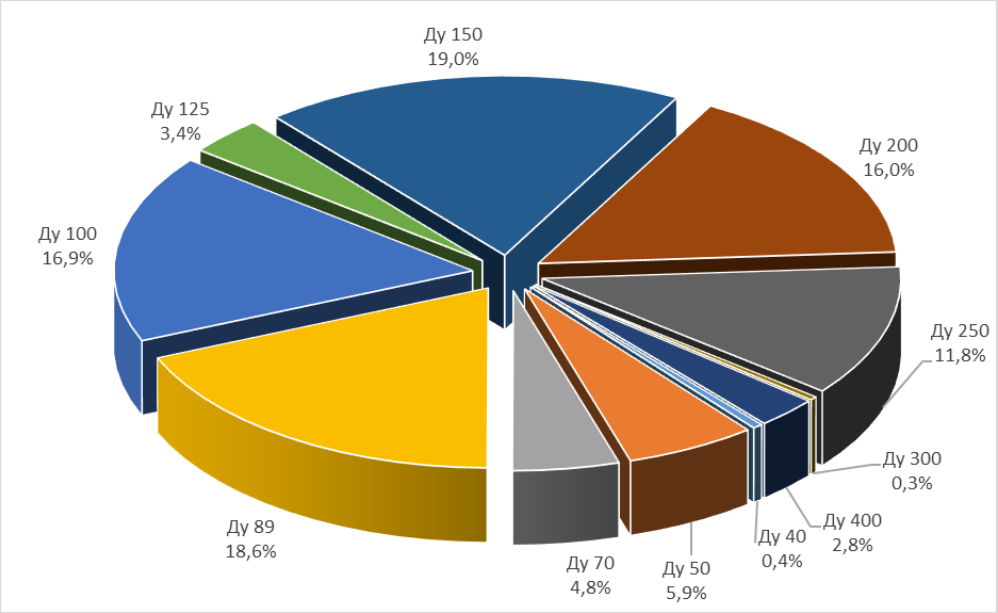


Рисунок 18 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1»

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

Протяженность тепловых сетей от котельной ТЦ «Росляково Южное» составляет 1684 м в двухтрубном исчислении:

– отопление – 842 м;

– ГВС – 842 м.

Максимальный диаметр тепловой сети составляет 219 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 135 мм. Прокладка сетей – надземная, в подвалах.

Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное» представлена на рисунке 19 и в таблице 108.

Таблица 108 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное»

Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, м
Ду 70	5
Ду 57	354
Ду 70	364
Ду 89	441
Ду 100	948
Ду 125	26
Ду 150	610
Ду 200	620

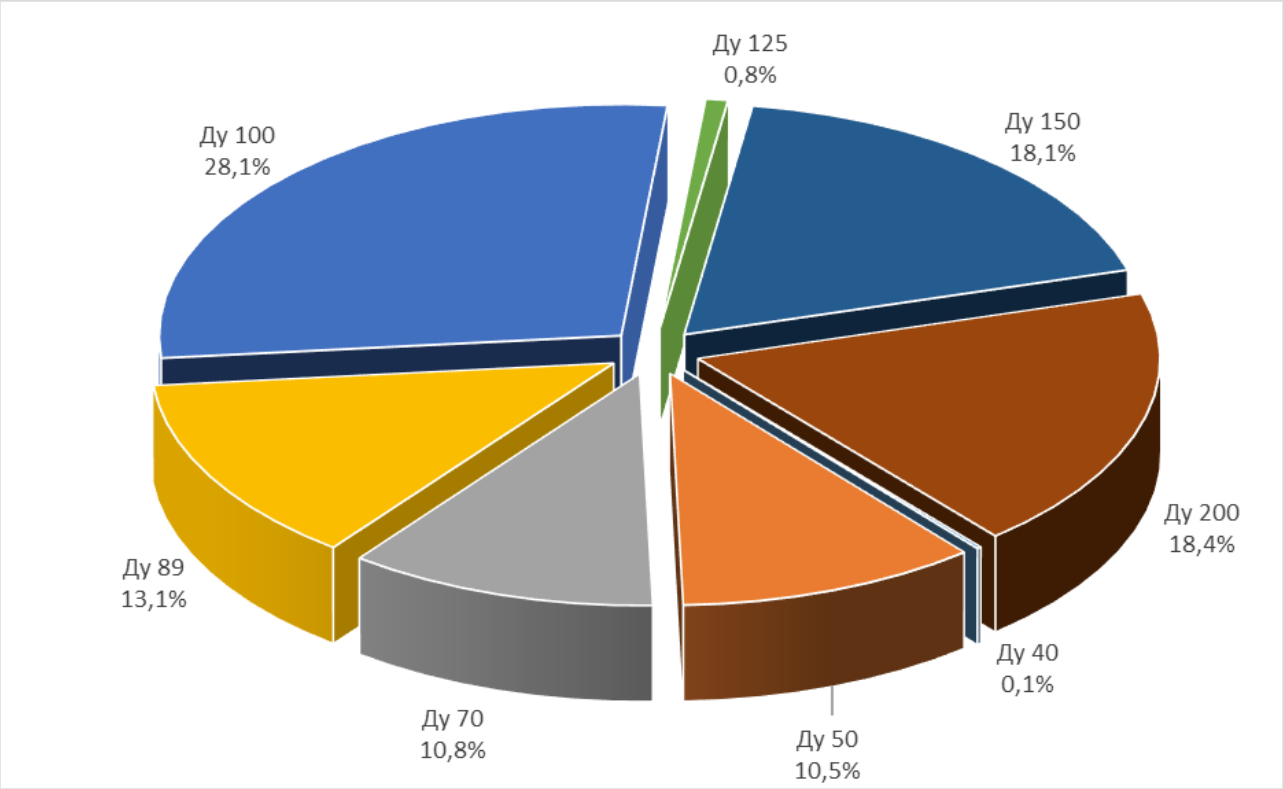


Рисунок 19 - Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное»

Котельная «Фестивальная»

Протяженность тепловых сетей от котельной «Фестивальная» составляет 4,0 км в однотрубном исчислении. Максимальный диаметр условного прохода трубопровода тепловой сети составляет 200 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 109 мм. Прокладка сетей – надземная, в подвалах.

Структура тепловых сетей котельной «Фестивальная» представлена на рисунке 20 и в таблице 109.

Таблица 109 – Структура тепловых сетей котельной «Фестивальная»

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 25	15,5
Ду 32	57,8
Ду 40	387,9
Ду 50	401,8
Ду 65	805,3
Ду 80	169,8
Ду 100	890,2
Ду 125	12,4
Ду 150	216,6
Ду 200	1047,1

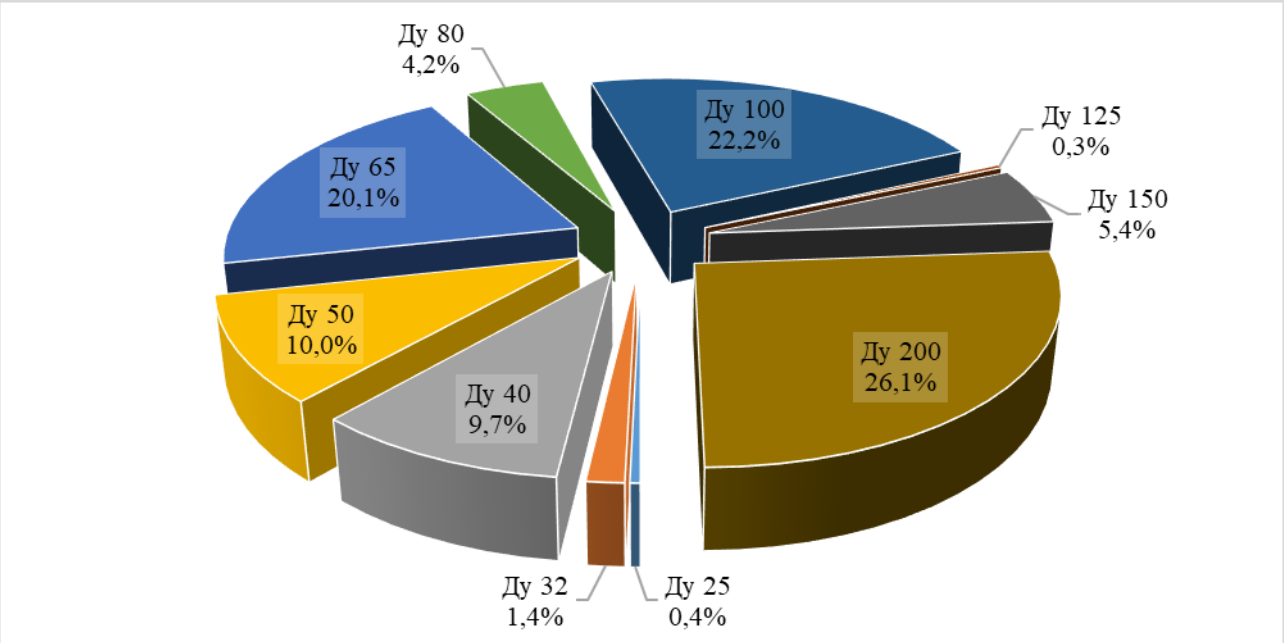


Рисунок 20 – Структура тепловых сетей от котельной «Фестивальная»

Мурманская ТЭЦ

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ составляет 102,04 км в однотрубном исчислении. Максимальный диаметр условного прохода трубопровода тепловой сети составляет 400 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 117,4 мм.

Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ представлена на рисунке 21 и в таблице 110.

Таблица 110 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ

Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, м
Ду 20	18,6
Ду 25	583,2
Ду 32	391,5
Ду 40	2089,9
Ду 50	11318,7
Ду 65	7337,5
Ду 80	13707,8
Ду 100	25610,1
Ду 125	8045,1
Ду 150	16023,4
Ду 200	11147,8
Ду 250	4205,5
Ду 300	1401,5
Ду 400	160,9

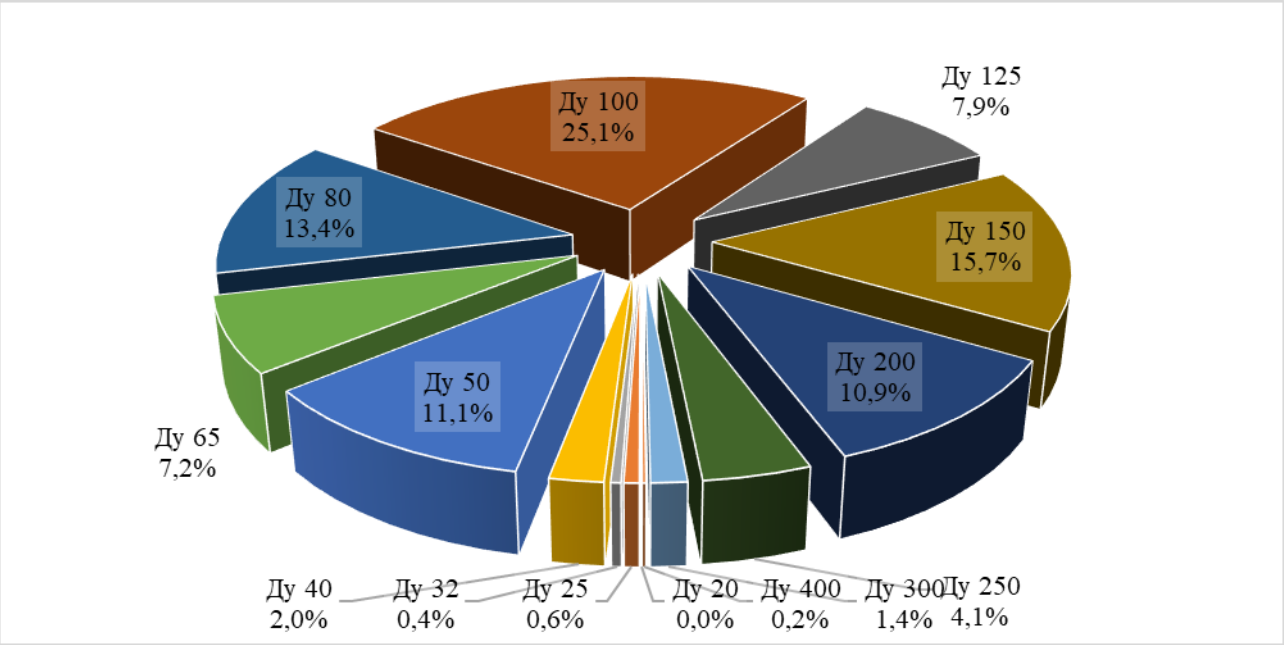


Рисунок 21 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ

Восточная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной составляет 66,62 км в однотрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 300 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 141,2 мм.

Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной представлена на рисунке 22 и в таблице 111.

Таблица 111 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, м
Ду 20	246,7
Ду 25	108,7
Ду 32	939,1
Ду 40	1022,8
Ду 50	1723,2
Ду 65	4540,1
Ду 80	6701,0
Ду 100	11962,1
Ду 125	7126,5
Ду 150	13934,3
Ду 200	9715,5
Ду 250	5755,0
Ду 300	2844,6

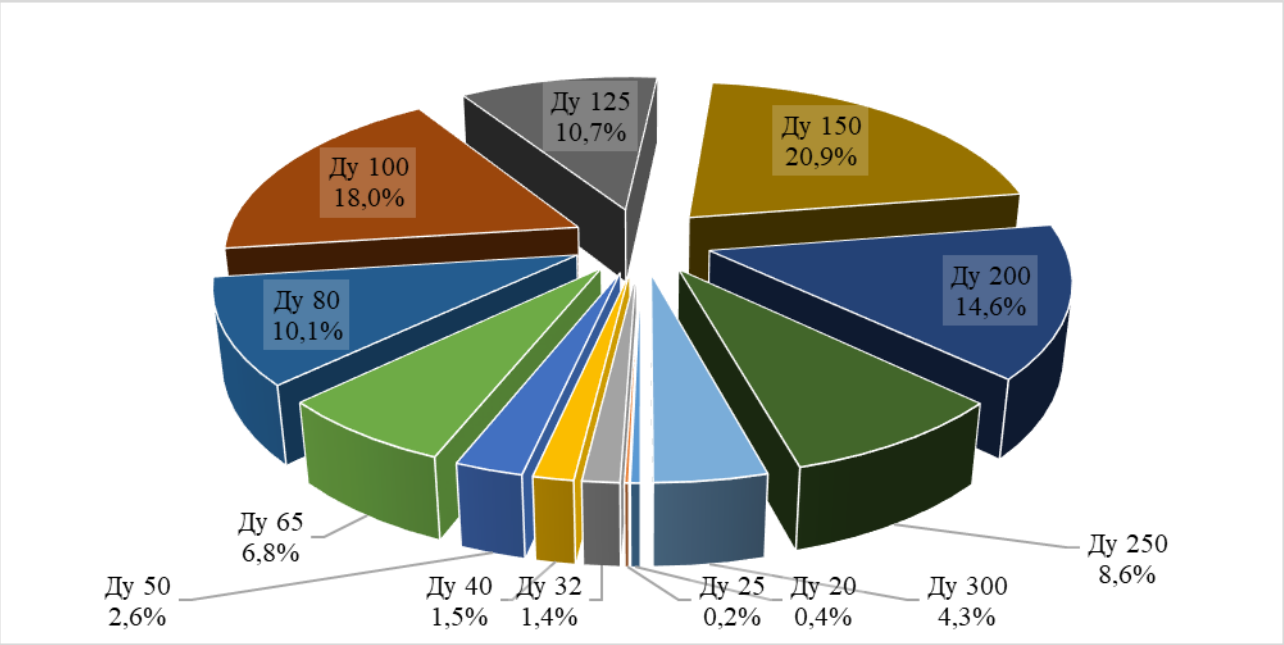


Рисунок 22 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной

Южная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной составляет 96,55 км в однотрубном исчислении. Максимальный диаметр условного прохода трубопровода тепловой сети составляет 400 мм, средневзвещшенный диаметр тепловой сети 149,9 мм.

Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной представлена на рисунке 23 и в таблице 112.

Таблица 112 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, м
Ду 25	124,3
Ду 32	575,8
Ду 40	417,7
Ду 50	2018,0
Ду 65	3616,7
Ду 80	8716,1
Ду 90	331,8
Ду 100	13476,8
Ду 125	9253,5
Ду 150	25584,3
Ду 200	24176,0
Ду 250	6066,0
Ду 300	1563,0
Ду 350	133,5
Ду 400	498,1

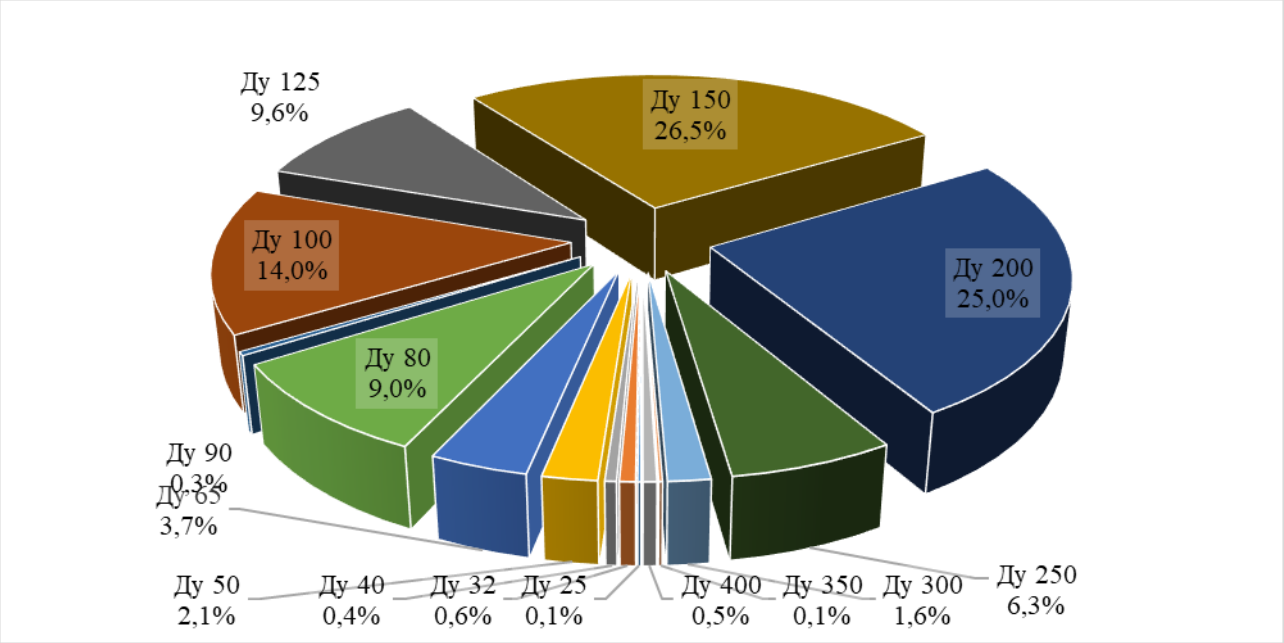


Рисунок 23 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной

1.3.1.3. МУП «МУК»

На балансе МУП «МУК» тепловые сети отсутствуют. Теплоснабжение осуществляется по муниципальным тепловым сетям.

1.3.1.4. ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

Теплоснабжение осуществляется по муниципальным тепловым сетям, эксплуатируемым ООО «ТЛК» в рамках концессионного соглашения. Общая протяженность трубопроводов составляет 167,325 м в двухтрубном исчислении.

1.3.1.5. АО «Завод ТО ТБО»

Часть тепловой энергии, образующаяся при сжигании ТБО, в виде острого пара, передаются по паропроводу от здания АО «Завод ТО ТБО» до УТ-123 АО «Мурманская ТЭЦ». Длина паропровода составляет 390 м, условный диаметр 250 мм. Конденсат пара возвращается на завод ТО ТБО по конденсатопроводу Ду 125.

1.3.1.6. АО «ММТП»

Система теплоснабжения от котельной АО «ММТП» двухтрубная; общая протяженностью тепловых сетей составляет 5374,45 м в двухтрубном исчислении, в том числе:

- тепловые сети, находящиеся в собственности АО «ММТП» - 4658,4 м;

- тепловые сети, находящиеся в аренде (собственник – ФГУП «Росморпорт») – 392,8 м;

- абонентские тепловые сети – 323,25 м.

Структура тепловых сетей от котельной АО «ММТП» представлена в таблице 113 и на рисунке 24.

Таблица 113 – Структура тепловых сетей котельной АО «ММТП»

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м, в тч			
	Собственность АО "ММТП"	Аренда у ФГУП "Росморпорт"	Абонентские сети	ВСЕГО
Ду 32	0	0	0	0
Ду 50	297,92	78,78	0	376,7
Ду 70	0	0	0	0
Ду 80	329,2	0	0	329,2
Ду 100	726,86	314,02	40	1080,88
Ду 125	0	0	0	0
Ду 150	791,12	0	283,25	1074,37

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м, в тч			
	Собственность АО "ММТП"	Аренда у ФГУП "Росморпорт"	Абонентские сети	ВСЕГО
Ду 200	894,45	0	0	894,45
Ду 250	159,7	0	0	159,7
Ду 300	1459,15	0	0	1459,15

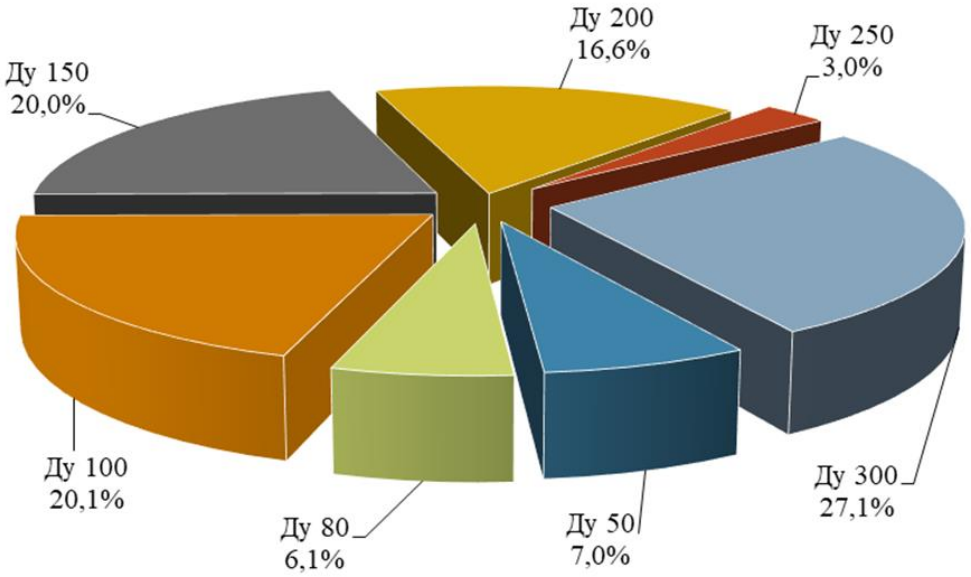


Рисунок 24 – Структура тепловых сетей от котельной АО «ММТП»

1.3.1.7. ЖКС №9 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ (по ВМФ)

Суммарная протяженность паровых тепловых сетей от котельной №22 составляет 1065 м в однотрубном исчислении, максимальный условный диаметр 219 мм, средний диаметр 60 мм.

Структура паровых и водяных тепловых сетей котельной №22 представлена в таблице 114 и на рисунке 25.

Таблица 114 – Структура паровых и водяных тепловых сетей котельной №22

Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, м
Паровые тепловые сети	
Ду 25	15
Ду 32	45
Ду 48	60
Ду 57	150
Ду 108	10
Ду 219	785
Водяные тепловые сети	
Ду 108	660

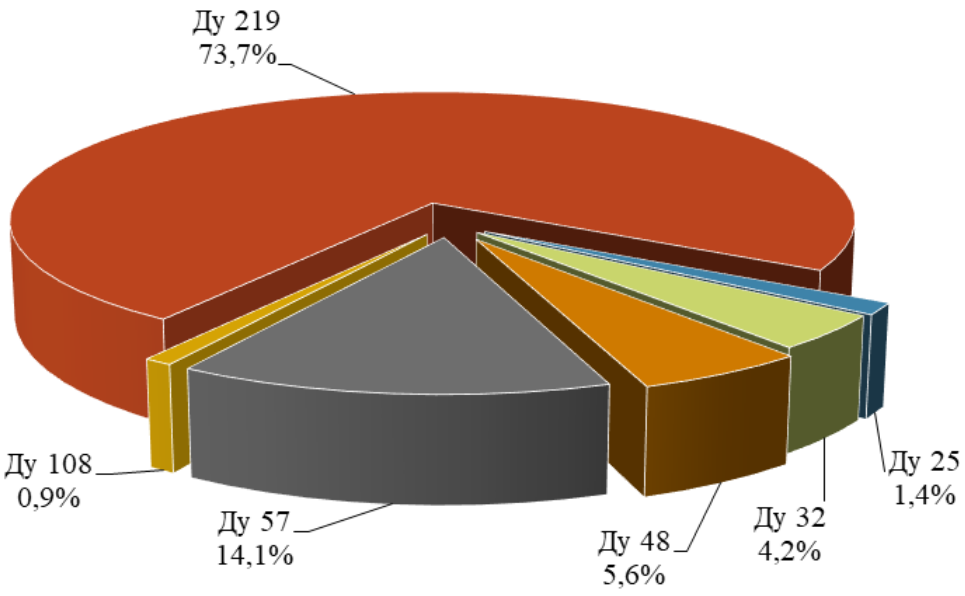


Рисунок 25 – Структура паровых тепловых сетей котельной №22 ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)

1.3.1.8. Муниципальные тепловые сети

Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

Система теплоснабжения от дизельной котельной ООО «ТЛК» двухтрубная, общей протяженностью 167,325 м в двухтрубном исчислении. Структура тепловых сетей дизельной котельной представлена в таблице 115 и на рисунке 26.

Таблица 115 – Структура тепловых сетей дизельной котельной ООО «ТЛК»

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 50	6,3
Ду 80	35
Ду 100	126,025

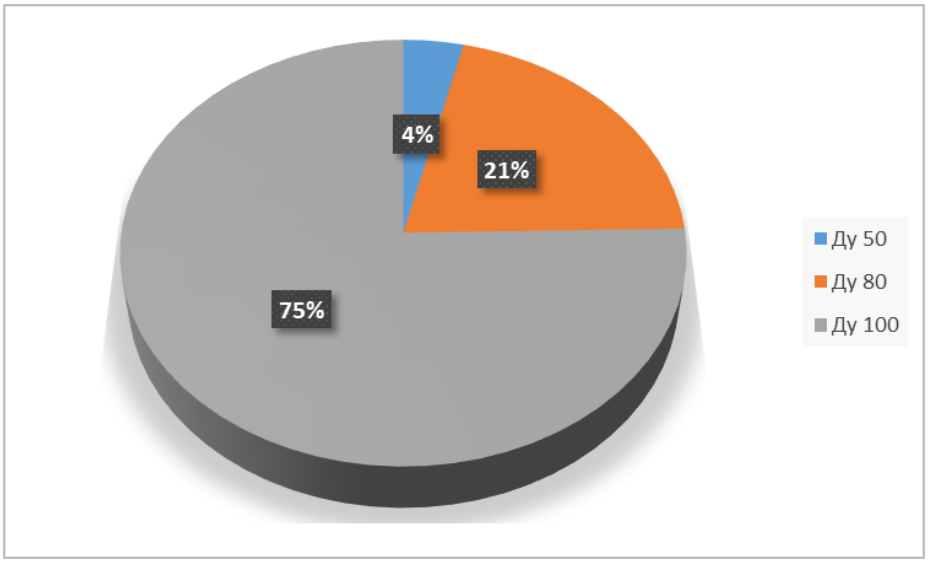


Рисунок 26 – Структура тепловых сетей дизельной котельной ООО «ТЛК»

Угольная котельная МУП «МУК»

Система теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» четырехтрубная, протяженностью 589 п. м. («Тепловая сеть и ГВС в одном лотке в четырехтрубном исполнении»). Структура тепловых сетей от угольной котельной представлена в таблице 116 и на рисунке 27.

Таблица 116 – Структура тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»

Условный диаметр трубы, мм	Протяженность в 4-х трубном исчислении, м
Ду 80-100	589

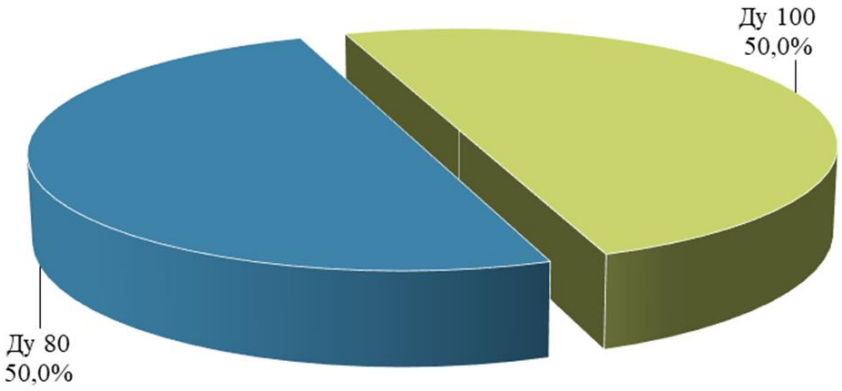


Рисунок 27 – Структура муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»

1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе

Схема тепловых сетей города Мурманска представлена в Приложении Л Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

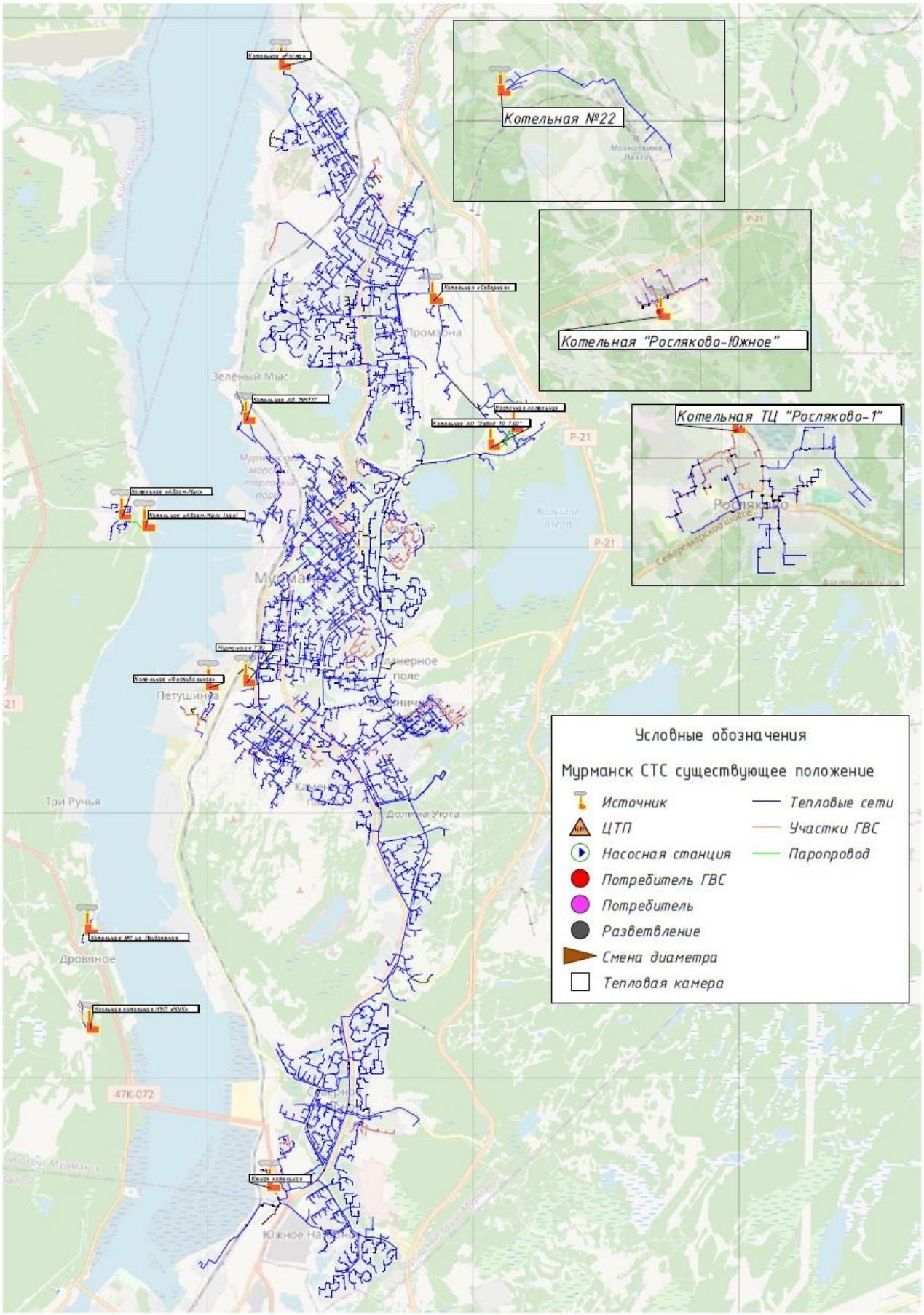


Рисунок 28. Схемы тепловых сетей г. Мурманск

1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Территория г. Мурманска характеризуется сложными инженерно-строительными условиями, по степени благоприятности выделяются следующие зоны:

– благоприятные, эти зоны, в основном, приурочены к крупным тектоническим депрессиям - долине р. Лавны, Кольской депрессии. Основаниями для фундаментов зданий и сооружений здесь служат ледниковые отложения, морские мелкозернистые, иногда гравелистые пески, глины и суглинки.

– ограниченно благоприятные, эти зоны, распространены на западном и восточном берегах Кольского залива, с абсолютными отметками от десятков метров до 200 м и более, территории с близким залеганием грунтовых вод расположены в северо-восточной части - в долине р. Росты, а также территории с развитием грунтов с пониженной несущей способностью установлены вдоль р. Росты, ручьев Глубокого, Фадеева, Варничного. Основаниями для фундаментов здесь будут служить преимущественно скальные породы, реже морена и морские отложения. Скальные грунты: граниты, гнейсы, жильные диабазы, габбро.

– неблагоприятные, это поймы мелких рек и ручьев, карьеры и изрытости глубиной более 2 м расположенные в разных частях города.

Компенсация температурных деформаций трубопроводов тепловой сети осуществляется за счет самокомпенсации (углы поворотов трассы) и П-образных компенсаторов.

1.3.3.1. АО «Мурманская ТЭЦ»

Система теплоснабжения АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске включает в себя три источника с магистральными тепловыми сетями. Все три источника связаны между собой тепловыми сетями.

Изоляция тепловых сетей АО «Мурманская ТЭЦ» – в основном минеральная вата. При ремонте и реконструкции тепловых сетей в последние годы используется изоляция из ППУ и ППМ. Это позволило привести уровень фактических потерь в тепловых сетях близкий к нормативным.

Мурманская ТЭЦ

Разбиение тепловых сетей от Мурманской ТЭЦ по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 117 и на рисунке 29.

Таблица 117 – Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку службы

Ду, мм	Протяженность по каналу по сроку службы, м, (двухтрубном)							Итого двухтрубном, м
	до 5 лет	6 - 10 лет	11 - 15 лет	16 - 20 лет	21 - 25 лет	26 - 30 лет	св. 30 лет	
Ду 80	0	0	0	0	0	22	78	100
Ду 125	0	110	0	0	0	0	31	141
Ду 150	0	164	0	0	0	0	1048	1212
Ду 200	0	0	220	218	0	228	2360	2926
Ду 250	204	0	378	0	0	189	1823	2594
Ду 300	0	299	106	159	600	128	2581	3973
Ду 350	0	0	0	0	0	0	150	150
Ду 400	0	282	571	0	0	0	2463	3316
Ду 500	691,5	567	602	334	1660,5	0	1166	5021
Ду 600	0	0	0	0	0	0	443	443
Итого	895,5	1422	1877	711	2260,5	567	12143	19876

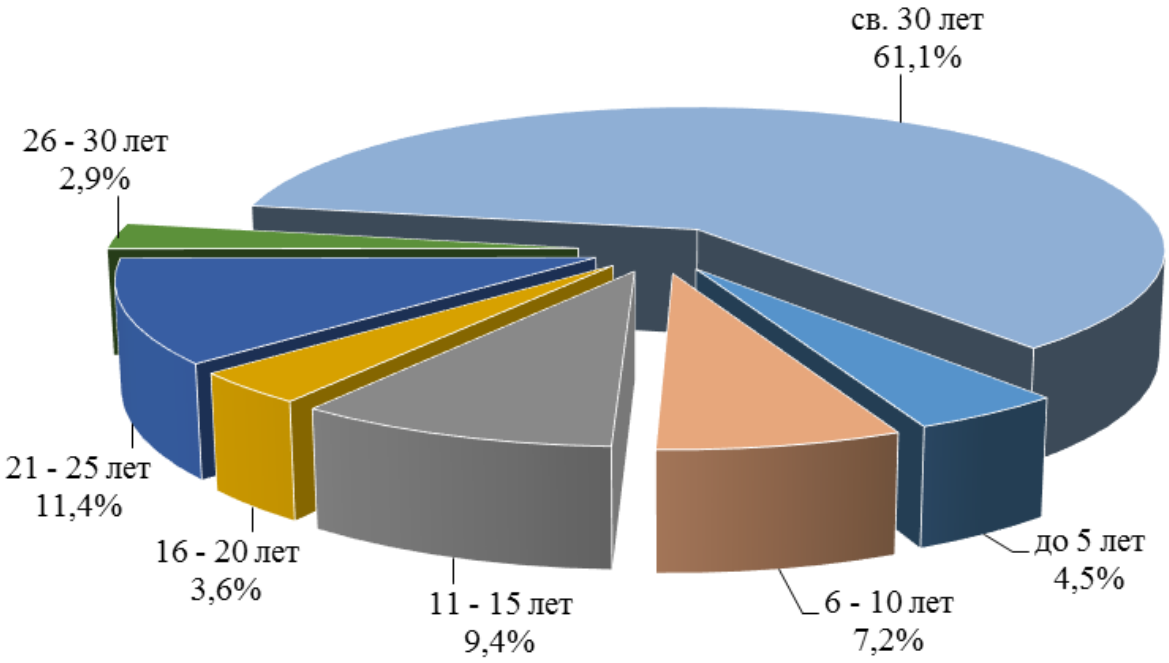


Рисунок 29 – Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Мурманской ТЭЦ по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 118.

Таблица 118 – Материальная характеристика тепловых сетей Мурманской ТЭЦ

Ду, мм	Протяжённость, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м^2
	из них		Итого	
	подземная	надземная		
600	443	0	443	558,2
500	5021	0	5021	5322,3
400	3316	0	3316	2825,2
350	150	0	150	113,1
300	3973	0	3973	2582,45
250	2594	0	2594	1416,3
200	2926	0	2926	1281,6
150	1212	0	1212	385,4
125	141	0	141	37,5
80	100	0	100	17,8
Итого:	19876	0	19876	14539,86

Южная котельная

Разбиение тепловых сетей от Южной котельной по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 119 и на рисунке 30.

Таблица 119 – Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку службы

Ду, мм	Протяженность по каналу по сроку службы, м, (двухтрубном)							Итого двухтрубном, м
	до 5 лет	6 - 10 лет	11 - 15 лет	16 - 20 лет	21 - 25 лет	26 - 30 лет	св. 30 лет	
Ду 100	0	0	0	0	0	0	32	32,0
Ду 125	0	0	0	0	0	278	0	278,0
Ду 150	12	0	206	0	0	0	370	588,3
Ду 200	0	0	0	0	0	0	269	269,0
Ду 250	1026	0	0	227	0	0	943	2196,0
Ду 300	173	299	0	0	0	0	2247	2719,0
Ду 350	0	0	0	0	0	0	532	532,0
Ду 400	1693	0	0	0	167	0	505	2365,0
Ду 450	0	0	0	0	179	0	659	838,0
Ду 500	0	536	521	0	383	463	1930	3833,0
Ду 600	236	0	123	0	0	957	3564	4880,0
Ду 700	0	0	0	0	200	0	1099	1298,8
Ду 800	0	0	0	0	125	2060	0	2185,0
Итого	3140,3	834,5	850,0	227,0	1054,0	3758,0	12150,4	22014,1

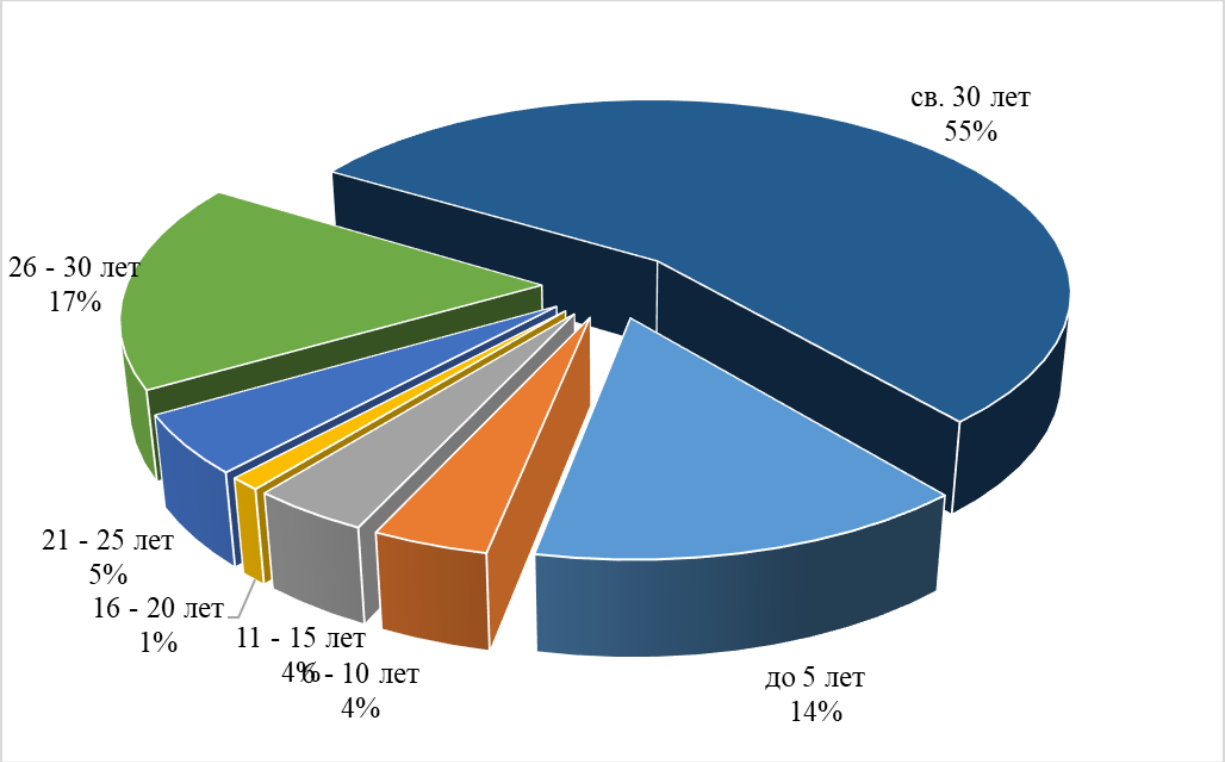


Рисунок 30 – Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Южной котельной по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 120.

Таблица 120 – Материальная характеристика тепловых сетей Южной котельной

Ду, м	Протяжённость, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м^2
	из них		Итого	
	подземная	надземная		
0,108	32	0	32	6,912
0,133	0	278	278	73,948
0,159	386,3	202	588,3	195,6654
0,219	269	0	269	117,822
0,273	1660	536	2196	1199,016
0,325	1696	1023	2719	1765,075
0,377	532	0	532	401,128
0,426	2365	0	2365	2013,276
0,48	838	0	838	804,48
0,53	2739	1094	3833	4028
0,63	4880	0	4880	6190,38
0,72	997,8	301	1298,8	1870,272
0,82	1895	290	2185	3583,4
Итого:	18290,1	3724	22014,1	22249,37

Восточная котельная

Разбиение тепловых сетей от Восточной котельной по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 121 и на рисунке 31.

Таблица 121 – Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку службы

Ду, мм	Протяженность по каналу по сроку службы, м, (двухтрубном)							Итого двухтрубном, м
	до 5 лет	6 - 10 лет	11 - 15 лет	16 - 20 лет	21 - 25 лет	26 - 30 лет	св. 30 лет	
Ду 150	0	0	0	0	0	0	742	742,0
Ду 200	8	0	0	0	0	72	42	122,0
Ду 250	0	0	0	0	0	198	547	745,0
Ду 300	0	0	0	0	218	330	459	1007,0
Ду 400	0	0	0	0	0	310	1448	1758,0
Ду 500	0	0	0	0	0	0	2090	2090,0
Ду 600	0	0	0	0	0	923	0	923,0
Ду 700	100	13	0	0	0	0	2878,3	2991,3
Ду 800	0	0	0	0	0	0	1206,7	1206,7
Итого	108,0	12,9	0,0	0,0	218,0	1833,0	9413,1	11585,0

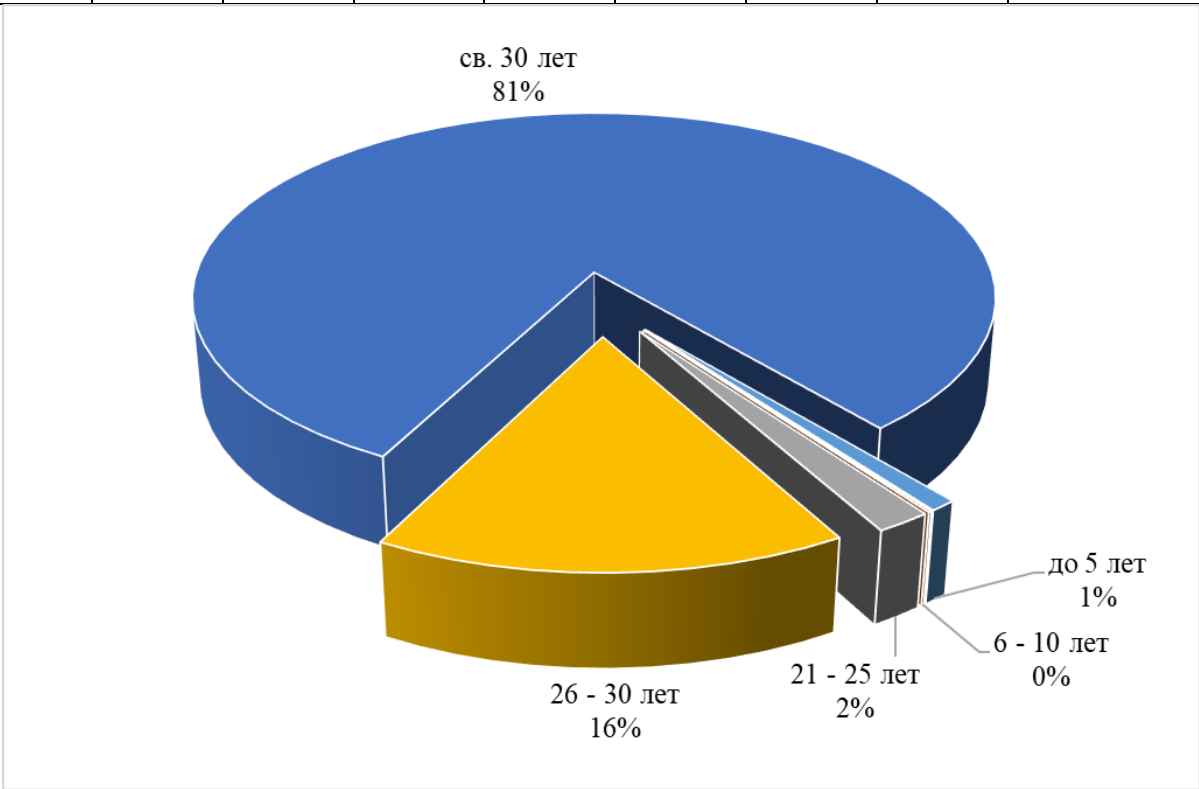


Рисунок 31 – Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Восточной котельной по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 122.

Таблица 122 – Материальная характеристика тепловых сетей Восточной котельной

Ду, мм	Протяжённость, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м^2
	из них		Итого	
	подземная	надземная		
0,159	0	742	742	235,956
0,219	114	8	122	53,436
0,273	745	0	745	406,77
0,325	677	330	1007	654,55
0,426	1758	0	1758	1497,816
0,530	2090	0	2090	2215,4
0,630	923	0	923	1162,98
0,720	835,3	2156	2991,3	4307,4
0,820	1206,7	0	1206,7	1979,1
Итого:	8349	3236	11585	12513,78

1.3.3.2. АО «МЭС»

Тепловые сети АО «МЭС» от котельных «Северная», «Роста» и «Абрам-Мыс» имеют тепловую изоляцию из минераловатных плит и рубероида, в качестве антикоррозионного покрытия используется краска БТ-177.

Часть трубопроводов тепловых сетей от котельных «Северная», «Роста» и «Абрам Мыс» проложено бесканальным способом с использованием предизолированных трубопроводов с ППУ-изоляцией.

Котельная «Северная»

Строительство тепловых сетей от котельной «Северная» было начато в 1955 году, большинство магистральных участков было введено в эксплуатацию в 1965-1980 гг.

Материальная характеристика тепловых сетей от котельной «Северная» с делением по типу прокладки представлена в таблице 123.

Котельная «Роста»

Строительство и ввод в эксплуатацию тепловых сетей от котельной «Роста» начато в 1953 году.

Материальная характеристика тепловых сетей от котельной «Роста» с делением по типу прокладки представлена в таблице 124.

Котельная «Абрам-Мыс»

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от котельной «Абрам-Мыс» по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 125.

Котельная ТЦ «Росляково-1»

Тепловые сети от котельной ТЦ «Росляково-1» были введены в эксплуатацию (преимущественно) в 1979 году.

Материальная характеристика тепловых сетей от котельной ТЦ «Росляково-1» с делением по типу прокладки представлена в таблице 126.

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

Материальная характеристика тепловых сетей от котельной ТЦ «Росляково Южное» с делением по типу прокладки представлена в таблице 127.

Материальная характеристика тепловых сетей от Мурманской ТЭЦ, котельных Восточная, Южная и котельной «Фестивальная» представлена в таблицах 128 - 131 соответственно.

Таблица 123 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Северная»

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
	Водяные				
Ду 40	15	0	0	30	1,35
Ду 50	1572,9	585,55	264,6	4846,1	276,2277
Ду 70	1471,7	173	573,7	4436,8	337,1968
Ду 89	2993	125	1639,65	9515,3	846,8617
Ду 100	3169,55	368,3	2074,25	11224,2	1212,214
Ду 120	790,1	48,5	1328,8	4334,8	494,1672
Ду 125	2800,7	104,5	2352	10514,4	1398,415
Ду 150	3662,5	304,4	3890,35	15714,5	2498,606
Ду 200	4772,9	765,1	1659	14394	3152,286
Ду 250	4277	894,5	460,8	11264,6	3075,236
Ду 300	3483,5	1758,75	440	11364,5	3693,463
Ду 350	1965,3	40	0	4010,6	1511,996
Ду 400	3036,5	900	14,2	7901,4	3365,996
Ду 500	1600,9	0	47,5	3296,8	1747,304
Ду 600	0	0	0	0	0
Ду 700	33	112,1	0	290,2	208,944
Ду 800	110	525,55	0	1271,1	1042,302
Итого	**35754,55**	**6705,25**	**14744,85**	**114409,3**	**24862,56**

Таблица 124 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Роста»

Условный диаметр трубы	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
Водяные					
Ду 32	24,6	0	0	24,6	1,6
Ду 40	70,1	0	0	70,1	6,3
Ду 50	911,25	35,4	19,1	965,75	110,1
Ду 70	259,4	11,7	48	319,1	48,5
Ду 89	545,3	86,4	40,85	672,55	119,7
Ду 100	1089,2	114,7	84,75	1288,65	278,3
Ду 120	164,3	0	58,8	223,1	50,9
Ду 125	649,6	238,9	126,1	1014,6	269,9
Ду 150	934,5	180,5	39	1154	367,0
Ду 200	1690,4	109,7	58,5	1858,6	814,1
Ду 250	270,9	0	0	270,9	147,9
Ду 300	158	110,3	0	268,3	174,4
Ду 350	131,1	131,3	0	262,4	197,8
Ду 400	825	76	0	901	767,7
Ду 500	156,2	1005,9	0	1162,1	1231,8
Итого	**7879,85**	**2100,8**	**475,1**	**10455,75**	**4586,0**

Таблица 125 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Абрам-Мыс»

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2	Подземная прокладка	Надземная прокладка	Протяженность в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
	Водяные					Паровые			
50	133,2	0	0	133,2	15,2	0,0	0,0	0,0	0,0
70	137,85	59,55	0	197,4	30,0				
80	186,6	3,3	0	189,9	33,8	0,0	0,0	0,0	0,0
100	453,45	0	0	453,45	97,9	0,0	0,0	0,0	0,0
125	50,35	0	0	50,35	13,4	0,0	0,0	0,0	0,0
150	120,6	72,6	0	193,2	61,4	205,55	215,05	420,6	66,89
200	377,8	375,75	123,5	877,05	384,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого	**1459,85**	**511,2**	**123,5**	**2094,55**	**635,9**	**205,55**	**215,05**	**420,6**	**66,89**

Таблица 126 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной ТЦ «Росляково-1»

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
Водяные					
40	95	0	0	95	8,6
50	517	0	135	1252	74,3
70	636	50	120,5	1017	121
80	1800,5	458,3	269	3938,7	449,9
100	1012,1	5	695,6	3586,3	369,9
125	417	0	0	726	110,9
150	1860	412	647	4023	928,2
200	1191	282	259	3392	758,6
250	953	438	50	2499	786,8
300	0	35	0	70	22,8
400	0	296	0	592	252,2
Итого	**8481,6**	**1976,3**	**2176,1**	**12634**	**3883,2**

Таблица 127 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной ТЦ «Росляково Южное»

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
Водяные					
70	53	68	70	191	29,0
80	23	268	70	361	64,3
100	30	179	140	349	75,4
125	0	13	0	13	3,5
150	0	460	0	460	146,3
200	0	310	0	310	135,8
Итого	106	1298	280	1684	454,2

Таблица 128 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
	Водяные				
25	105,1	0,0	141,6	246,7	12,3
32	377,8	202,3	85,0	665,1	50,5
40	1736,8	58,5	670,1	2465,4	221,9
50	5972,6	250,3	1911,8	8134,7	927,4
63	84,8	0,0	226,4	311,2	43,6
70	3954,3	352,7	3218,8	7525,8	1143,9
80	5934,2	342,3	3857,8	10134,3	1803,9
100	9828,5	155,2	7321,3	17305,0	3737,9
114	922,9	0,0	430,8	1353,7	308,6
125	4183,4	43,1	3950,5	8177,0	2175,1
140	557,0	0,0	15,9	572,9	160,4
150	8177,8	205,4	6361,0	14744,2	4688,7
200	5158,0	511,7	4182,7	9852,4	4315,4
250	3209,6	276,1	1198,5	4684,2	2557,6
300	1627,7	165,4	26,1	1819,2	1182,5
Итого	87991,7	51830,4	2563,0	33598,3	23329,6

Таблица 129 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
	Водяные				
25	43,1	0	14,8	57,9	2,2
32	0	0	18,2	18,2	0,7
40	109,6	0	122,4	232	11,4
50	851,9	85,4	953,6	1890,9	107,8
70	64,3	0	221,4	285,7	21,7
80	1545	0	1780,8	3325,8	296,0
100	2281,1	27,9	4823,8	7132,8	770,4
125	1351,5	0	2461	3812,5	507,1
150	2642,5	25	5071,7	7739,2	1230,5
200	1974,5	0	3485,6	5460,1	1195,8
250	1829,9	1285,1	1052,4	4167,4	1137,7
300	1358,9	313,9	26,1	1698,9	552,1
Итого	14052,3	1737,3	20031,8	35821,4	5833,4

Таблица 130 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Южная котельная

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
	Водяные				
40	25,45	0	0	25,45	2,29
50	1897,15	0	0	1897,15	216,28
70	1878,55	0	0	1878,55	285,54
80	5665,25	0	0	5665,25	1008,41
100	4927,75	0	44,95	4972,7	1074,10
125	4887,75	0	4	4891,75	1301,21
150	14407,25	0	50,3	14457,55	4597,50
200	13151,15	0	0	13151,15	5760,20
250	3306,25	0	0	3306,25	1805,21
300	1143,8	0	0	1143,8	743,47
350	66,75	0	0	66,75	50,33
400	282,55	0	0	282,55	240,73
Итого	54911,8	0	125,95	55037,75	17837,42

Таблица 131 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Фестивальная»

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
	Водяные				
Ду 32	35,9	0	37,35	73,25	5,6
Ду 40	96,6	181,95	109,3	387,85	34,9
Ду 50	44,9	245,6	0	290,5	33,1
Ду 70	10,25	473,65	35,95	519,85	79,0
Ду 89	0	0	84,9	84,9	15,1
Ду 100	76,1	300,6	0	376,7	81,4
Ду 120	26,1	0	42,3	68,4	15,6
Ду 125	6,2	0	0	6,2	1,6
Ду 150	0	0	108,3	108,3	34,4
Ду 200	131,9	149,15	0	281,05	123,1
Итого	392,05	1350,95	380,75	2197	418,30

1.3.3.3. АО «Завод ТО ТБО»

Участок паропровода от завода ТБО до УТ-123 построен и введен в эксплуатацию в 1986. Теплоизоляционным материалом используется минерализованная вата толщиной 50 мм, наружное покрытие выполнено из оцинкованной стали толщиной 1,2 мм. Тип прокладки –надземный.

Материальная характеристика данного участка ровна 101,01 м^2.

1.3.3.4. АО «ММТП»

Тепловые сети от котельной АО «ММТП» эксплуатируются с 1969 г., последние тепловые сети введены в 2012 г. Изоляция трубопроводов от котельной АО «ММТП» выполнена из минераловатных плит (с наружным защитным покрытием из рубероида) или ППУ с полиэтиленовой или оцинкованной оболочкой.

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей по типу прокладки не представлена в таблице 132.

Таблица 132 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной АО «ММТП»

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
АО «ММТП»				
Ду 50	211,57	86,35	297,92	29,79
Ду 80	230,2	99	329,2	52,67
Ду 100	333,6	393,26	726,86	145,37
Ду 150	526,62	264,5	791,12	237,33
Ду 200	742,81	151,64	894,45	357,78
Ду 250	10	149,7	159,7	87,19
Ду 300	38,8	1420,35	1459,15	948,45
ИТОГО	2093,6	2564,8	4658,4	1858,58
ФГУП "Росморпорт"				
Ду 50	30,97	47,81	78,78	7,88
Ду 100	91	223,02	314,02	62,8
ИТОГО	121,97	270,83	392,8	70,68
Абонентские сети				
Ду 100	40	0	40	8
Ду 150	0	283,25	283,25	84,97
ИТОГО	40	283,25	323,25	92,97
ВСЕГО	2255,57	3118,88	5374,45	2022,23

1.3.3.5. ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)

Тепловые сети от котельной № 22 введены в эксплуатацию в 1975 г. Изоляция паропроводов от котельной выполнена из минваты, с наружным защитным покрытием из рубероида.

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей по типу прокладки представлена в таблице 133.

Таблица 133 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной №22

Условный диаметр трубы, мм	Вид прокладки	Протяженность в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)			
Паровые (до ЦТП) и водяные тепловые сети			
Ду 25	подземная	15	0,375
Ду 32	подземная	45	1,44
Ду 48	подземная	60	2,88
Ду 57	подземная	150	8,55
Ду 100	надземная	10	1,08
Ду 219	подземная	785	171,915
ИТОГО		**1065**	**186,24**

1.3.3.6. Муниципальные тепловые сети

Угольная котельная МУП «МУК»

Изоляция трубопроводов от угольной котельной выполнена из ПВХ.

Муниципальные тепловые сети («Тепловая сеть и ГВС в одном лотке в четырехтрубном исполнении») от угольной котельной МУП «МУК» эксплуатируются с 2011 г. Материальная характеристика тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК» представлена в таблице 134.

Таблица 134 – Материальная характеристика муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»

Условный диаметр трубы, мм	Протяженность в 4-х трубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
Ду 80-100	589	**212,0**
Итого:	**589**	**212,0**

Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

Изоляция трубопроводов от дизельной котельной выполнена из минераловатных плит, с наружным защитным покрытием из оцинкованной стали.

Тепловые сети от дизельной котельной эксплуатируются с 2005 г. Все участки выполнены надземной и частично подземной прокладкой. Материальная характеристика дизельной котельной представлена в таблице 135.

Таблица 135 – Материальная характеристика тепловых сетей дизельной котельной ООО «ТЛК»

Условный диаметр трубы, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м^2
Ду 50	6,3	0,718
Ду 80	35	6,230
Ду 100	126,025	27,221
Итого:	**167,325**	**34,17**

1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Запорная арматура Ду 50-800 мм установлена на тепловых сетях в тепловых камерах и павильонах. Расстояние между соседними секционирующими задвижками определяет время опорожнения и заполнения участка, следовательно, влияет на время ремонта и восстановления участка тепловой сети. При возникновении аварии или инцидента величина отключенной тепловой нагрузки также зависит от количества и места установки секционирующих задвижек.

Для регулирования в отопительный период границу раздела зон теплоснабжения между Мурманской ТЭЦ и Восточной котельной по разным магистралям используется запорная арматура в тепловых камерах ТК-31, ТК-112/2, ТК-73/2, ТК-69/2, НС №10. В летний период зона влияния от Восточной котельной может быть расширена до тепловых камер ТК-104/2, ТК-24/3. В отопительный период границей раздела зон теплоснабжения между Мурманской ТЭЦ и Южной котельной является тепловая камера ТК-72/3. В летний период зона влияния от Мурманской ТЭЦ может быть расширена до тепловой камеры ТК-38.

Система теплоснабжения от АО «Мурманская ТЭЦ» включает в себя три источника, тепловые сети которых соединены:

- Мурманская ТЭЦ и тепловые сети;
- Южная котельная и тепловые сети;
- Восточная котельная и тепловые сети.

1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены теплофикационные камеры. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном из сборных железобетонных конструкций, оборудованных приямками, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного приямка. В перекрытии оборудовано два или четыре люка.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-90 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

При надземной прокладке трубопроводов тепловых сетей для обслуживания арматуры предусмотрены стационарные площадки с ограждениями и лестницами.

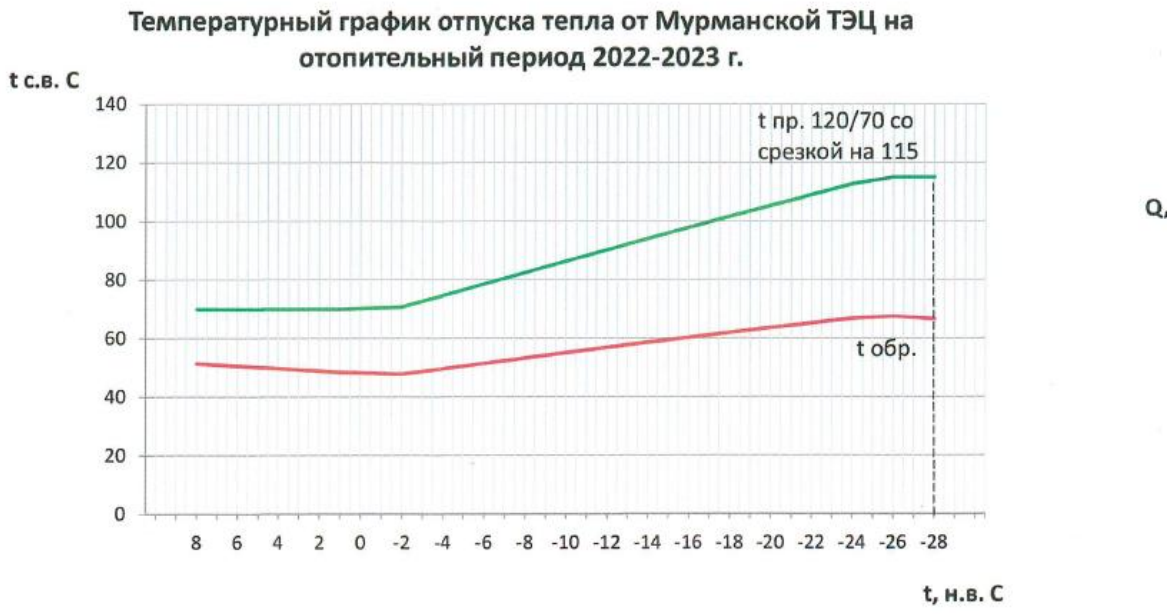
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

1.3.6.1. АО «Мурманская ТЭЦ»

Тепловая энергия от источников АО «Мурманская ТЭЦ» отпускается к потребителям по температурному графику 120/70 ºС качественного регулирования, по закрытой, в большинстве случаев зависимой схеме отопления и по закрытой схеме на ГВС, в том числе потребителям, подключенным через ЦТП.

На Мурманской ТЭЦ температурный график отпуска тепловой энергии 120/70ºС, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 115ºС, разработан с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 26 ºС.

Температурные графики для Мурманской ТЭЦ и Южной, Восточной котельных на отопительный сезон 2022-2023 гг. представлены на рисунках 32 - 33.



Температурный график отпуска тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ качественного регулирования, 120-70 ^{0}С, со срезкой по подающей 115 ^{0}С разработан с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже -26 ^{0}С.

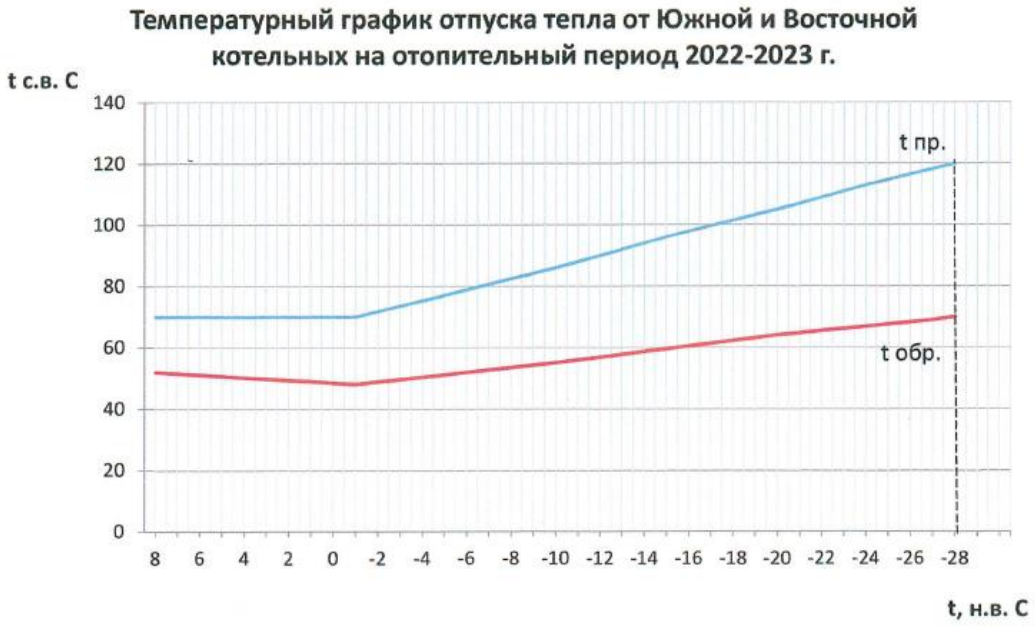
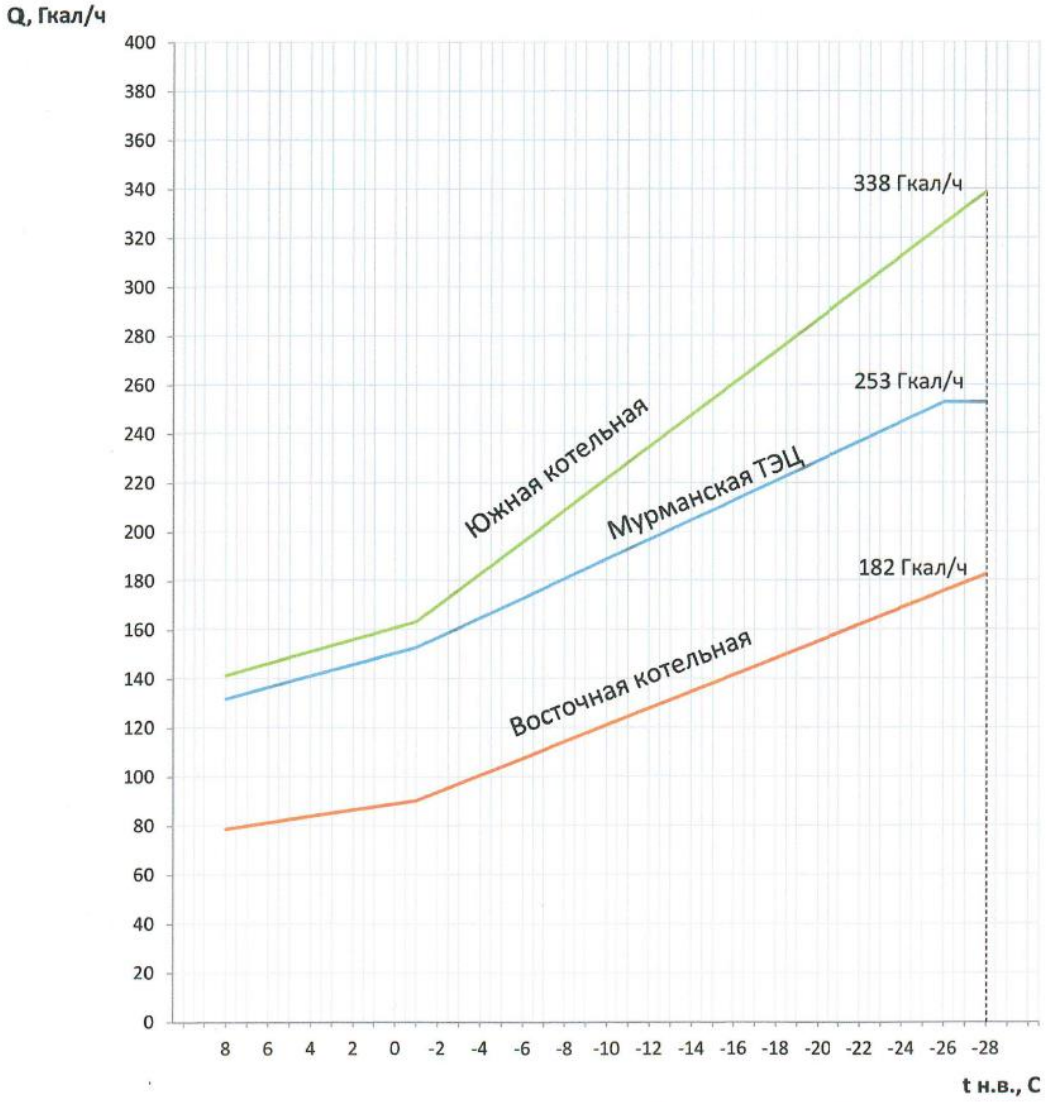


Рисунок 32 – Температурный график отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточных котельных на отопительный сезон 2022-2023 гг.

УТВЕРЖДАЮ
Исполнительный директор АО «Мурманская ТЭЦ»
_____ Комаров В.Ю.
«15» 09 2022 г.

График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный период 2022-2023 г.



Главный инженер АО «Мурманская ТЭЦ»
_____ Буртасов С.Н.

Рисунок 33 – График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2022-2023 гг.

График температур работы тепловых сетей Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный период 2022-2023 гг. представлен на рисунке ниже.

УТВЕРЖДАЮ
Исполнительный директор
АО "Мурманская ТЭЦ"
_____ Комаров В.Ю.

Температурные графики для тепловых сетей системы теплоснабжения АО "Мурманская ТЭЦ" работающих круглый год (со спрямлением на ГВС)

Температура наружного воздуха,°С	Температура в подающем трубопроводе		После элеватора			от системы отоплен.	от калориферов	от ГВС	Обратная температура
	Мурманская ТЭЦ	Южная и Восточная котельные	115/70	105/70	95/70				
-28	115	120	110 / 115	101 / 105	91 / 95	70	70	65	67 / 70
-27	115	118	110 / 113	101 / 104	91 / 94	70	69	65	67 / 69
-26	115	116	110 / 112	101 / 102	91 / 92	69	68	65	68
-25	115	115	110	100	91	68	67	61	68
-24	113	113	108	99	90	67	66	60	67
-23	111	111	106	97	88	66	65	59	66
-22	109	109	105	96	87	66	64	58	65
-21	107	107	103	94	86	65	63	57	64
-20	105	105	101	93	84	64	62	57	64
-19	103	103	99	91	83	63	61	56	63
-18	102	102	98	90	82	62	60	55	62
-17	100	100	96	88	80	62	59	54	61
-16	98	98	94	87	79	61	58	53	60
-15	96	96	92	85	78	60	56	52	59
-14	94	94	91	83	76	59	55	51	59
-13	92	92	89	82	75	58	54	50	58
-12	90	90	87	80	74	57	53	49	57
-11	88	88	85	79	72	57	52	48	56
-10	86	86	83	77	71	56	51	48	55
-9	84	84	81	75	69	55	50	47	54
-8	83	83	80	74	68	54	49	46	53
-7	81	81	78	72	67	53	48	45	52
-6	79	79	76	71	65	52	47	44	52
-5	77	77	74	69	64	51	46	43	51
-4	75	75	72	67	62	50	45	42	50
-3	73	73	70	66	61	49	44	41	49
-2	71	71	68	64	59	48	43	40	48
-1	70	70	68	63	59	48	42	39	48
0	70	70	68	63	59	47	41	39	48
1	70	70	68	64	59	48	41	39	49
2	70	70	68	64	60	49	41	40	49
3	70	70	68	64	60	50	42	40	49
4	70	70	68	64	60	50	42	41	50
5	70	70	68	64	60	51	43	41	50
6	70	70	68	64	60	51	43	41	51
7	70	70	68	64	61	52	44	42	51
8	70	70	68	65	61	52	44	42	52

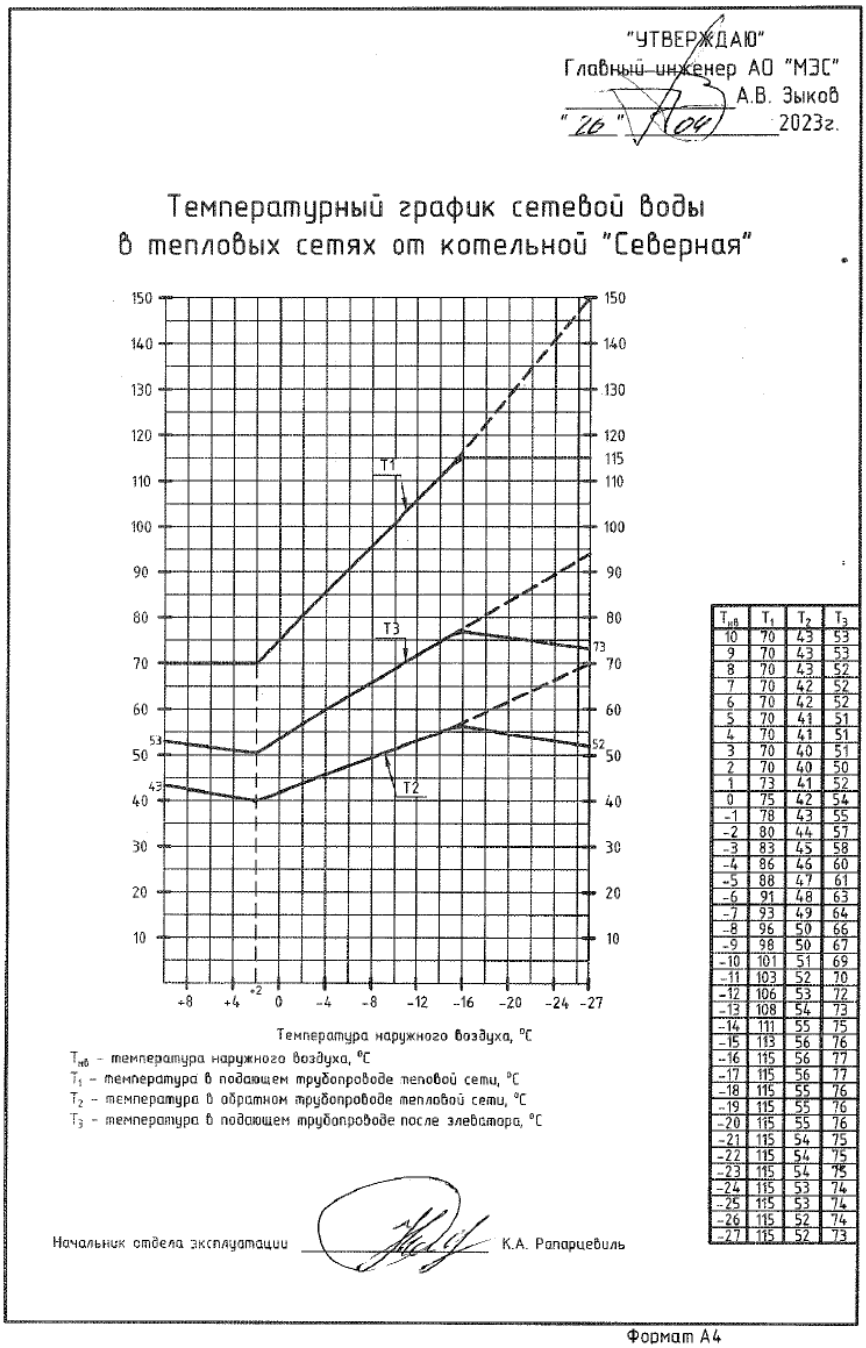
Главный инженер АО "Мурманская ТЭЦ" С.Н. Буртасов

Рисунок 34 – График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных

1.3.6.2. АО «МЭС»

Котельная «Северная»

Тепловая энергия от котельной «Северная» отпускается к потребителям по температурному графику 150/70 ºС, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 115 ºС (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 16 ºС). Тепловые сети работают по схеме открытого водоразбора на нужды горячего водоснабжения. Температурный график представлен на рисунке 35, где T_3 – температура после элеватора, ºС.



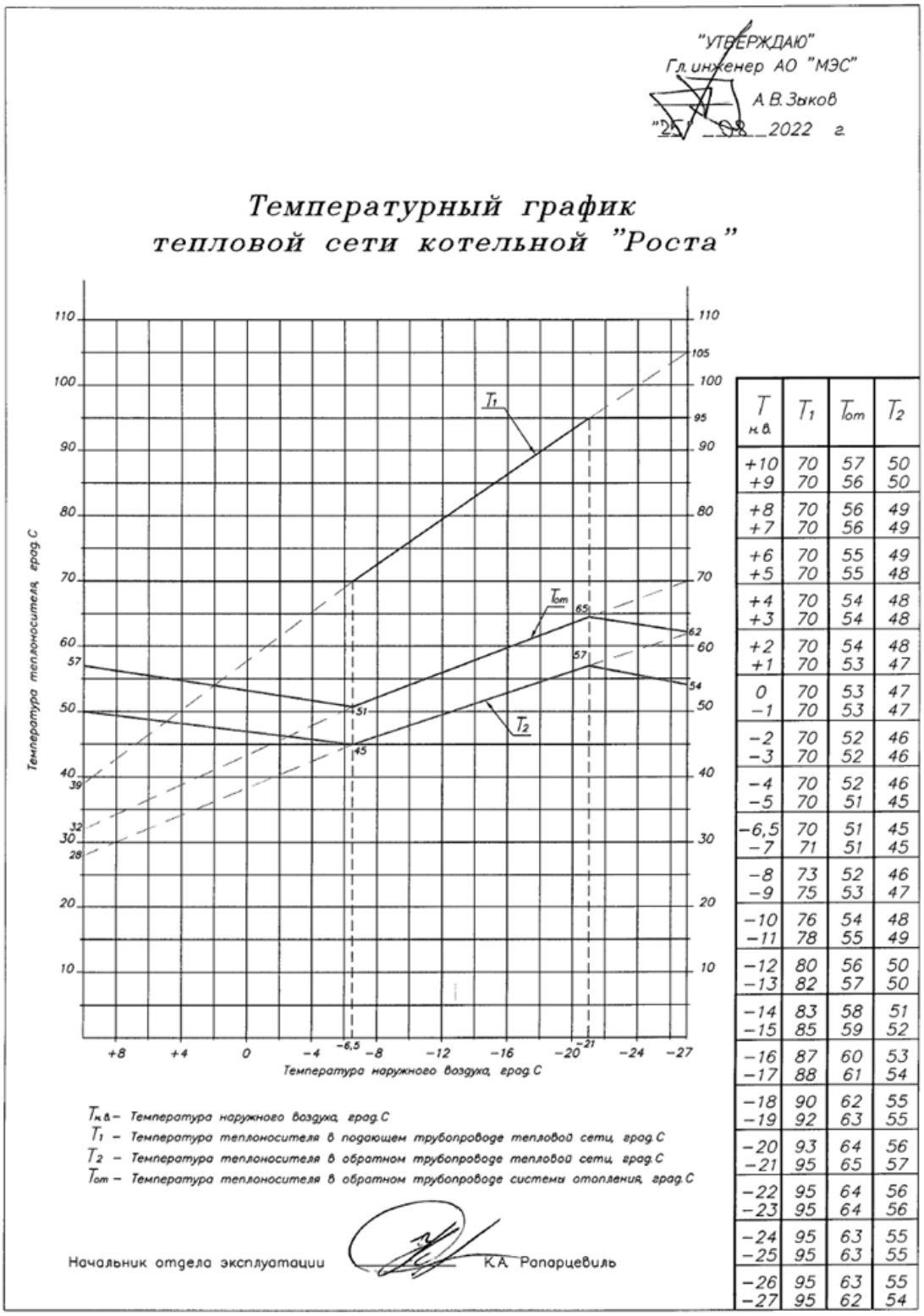
$T_{нв}$	T_1	T_2	T_3
10	70	43	53
9	70	43	53
8	70	43	52
7	70	42	52
6	70	42	52
5	70	41	51
4	70	41	51
3	70	40	51
2	70	40	50
1	73	41	52
0	75	42	54
-1	78	43	55
-2	80	44	57
-3	83	45	58
-4	86	46	60
-5	88	47	61
-6	91	48	63
-7	93	49	64
-8	96	50	66
-9	98	50	67
-10	101	51	69
-11	103	52	70
-12	106	53	72
-13	108	54	73
-14	111	55	75
-15	113	56	76
-16	115	56	77
-17	115	56	77
-18	115	55	76
-19	115	55	76
-20	115	55	76
-21	115	54	75
-22	115	54	75
-23	115	54	75
-24	115	53	74
-25	115	53	74
-26	115	52	74
-27	115	52	73

Рисунок 35 – Температурный график сетевой воды в тепловых сетях от котельной «Северная»

Котельная «Роста»

Тепловая энергия от котельной «Роста» отпускается к потребителям по температурному графику 105/70 ºС, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 95 ºС (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 21 ºС).

Температурный график представлен на рисунке 36.



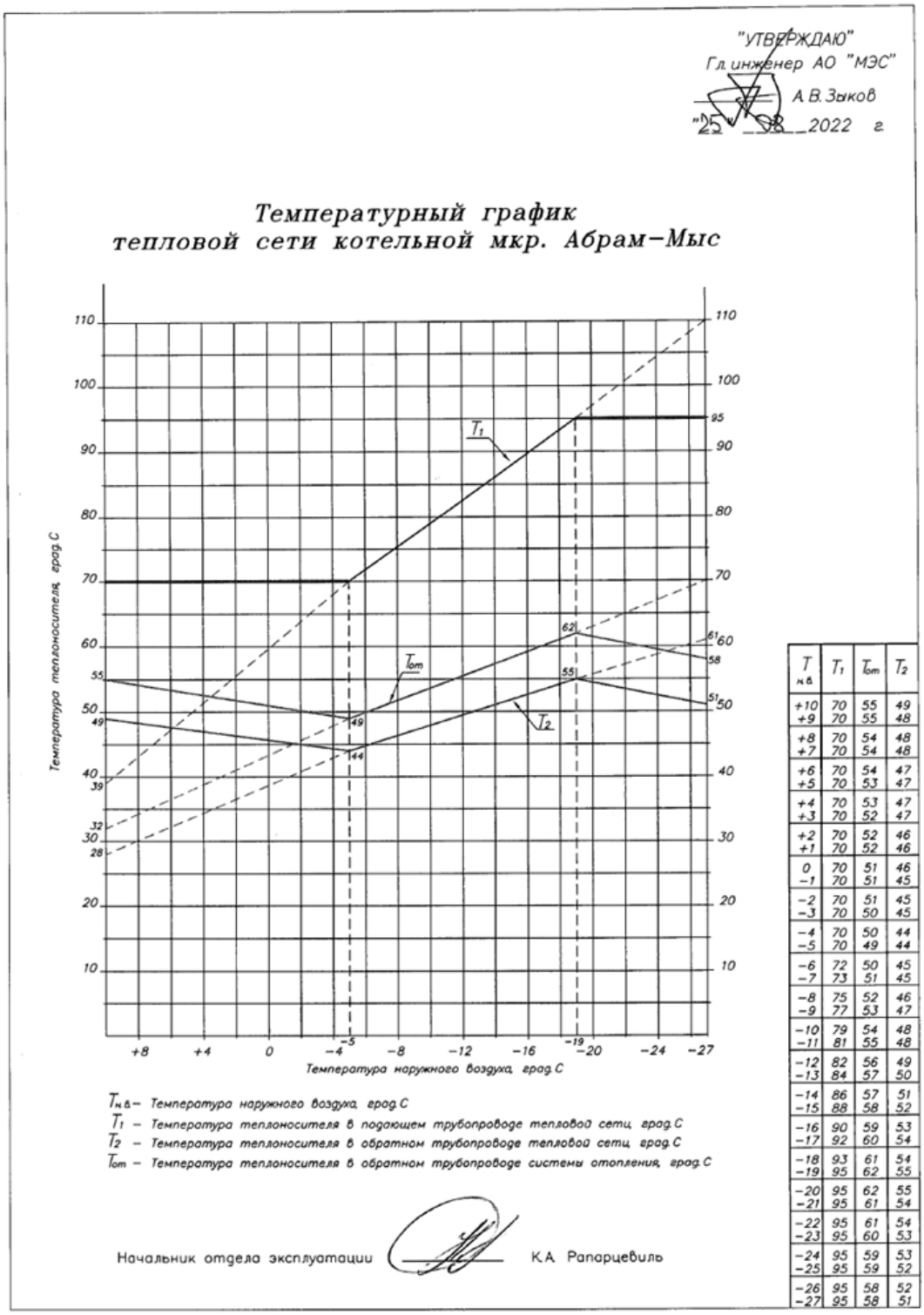
$T_{н.в.}$	T_1	$T_{от}$	T_2
+10	70	57	50
+9	70	56	50
+8	70	56	49
+7	70	56	49
+6	70	55	49
+5	70	55	48
+4	70	54	48
+3	70	54	48
+2	70	54	48
+1	70	53	47
0	70	53	47
−1	70	53	47
−2	70	52	46
−3	70	52	46
−4	70	52	46
−5	70	51	45
−6,5	70	51	45
−7	71	51	45
−8	73	52	46
−9	75	53	47
−10	76	54	48
−11	78	55	49
−12	80	56	50
−13	82	57	50
−14	83	58	51
−15	85	59	52
−16	87	60	53
−17	88	61	54
−18	90	62	55
−19	92	63	55
−20	93	64	56
−21	95	65	57
−22	95	64	56
−23	95	64	56
−24	95	63	55
−25	95	63	55
−26	95	63	55
−27	95	62	54

Рисунок 36 – Температурный график тепловой сети котельной «Роста»

Котельная «Абрам-Мыс»

Тепловая энергия от котельной «Абрам-Мыс» отпускается к потребителям по температурному графику 110/70 ºС, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 95 ºС (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 19 ºС).

Температурный график представлен на рисунке 37.

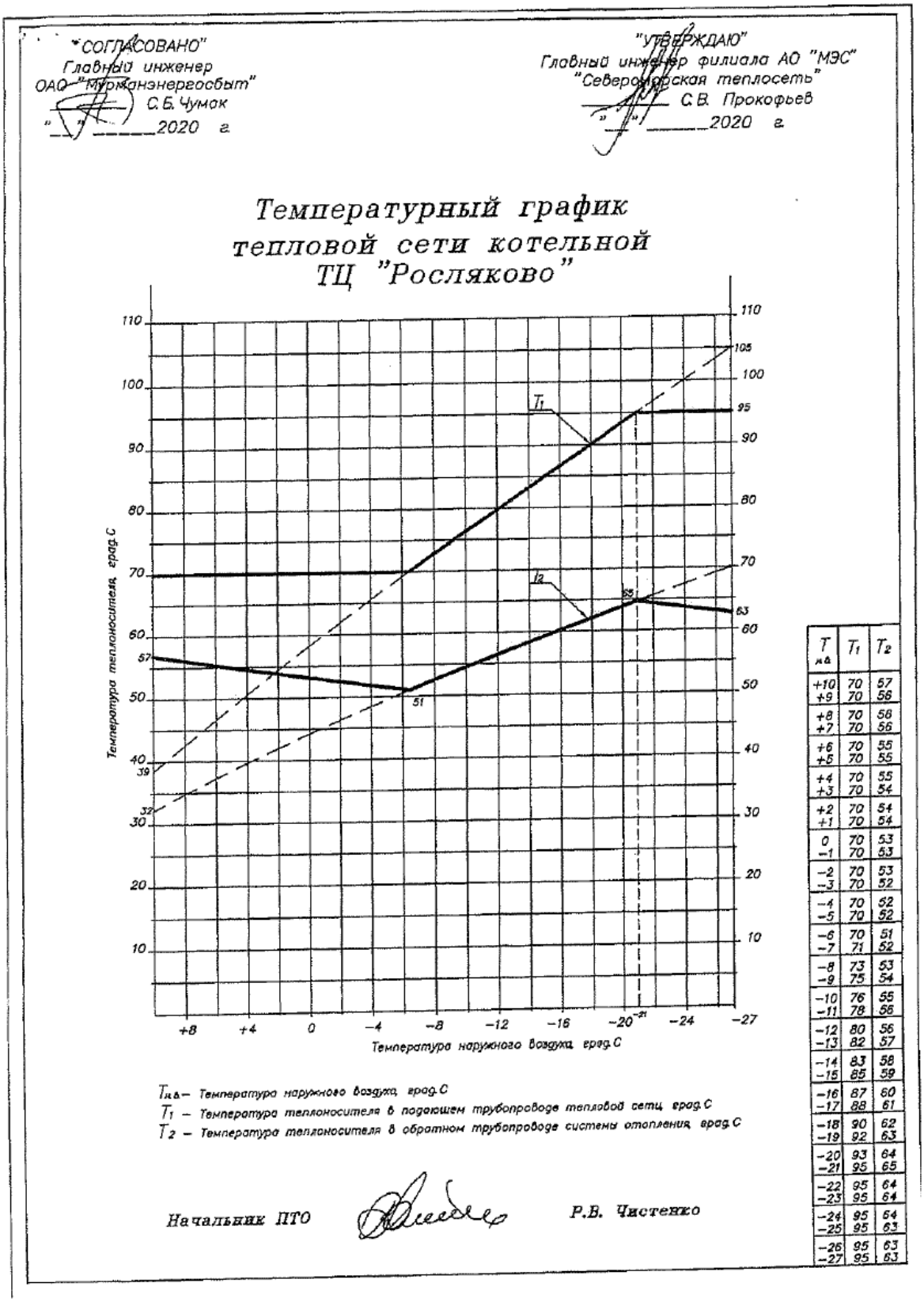


$T_{н.в.}$	T_1	$T_{от}$	T_2
+10	70	55	49
+9	70	55	48
+8	70	54	48
+7	70	54	48
+6	70	54	47
+5	70	53	47
+4	70	53	47
+3	70	52	47
+2	70	52	46
+1	70	52	46
0	70	51	46
−1	70	51	45
−2	70	51	45
−3	70	50	45
−4	70	50	44
−5	70	49	44
−6	72	50	45
−7	73	51	45
−8	75	52	46
−9	77	53	47
−10	79	54	48
−11	81	55	48
−12	82	56	49
−13	84	57	50
−14	86	57	51
−15	88	58	52
−16	90	59	53
−17	92	60	54
−18	93	61	54
−19	95	62	55
−20	95	62	55
−21	95	61	54
−22	95	61	54
−23	95	60	53
−24	95	59	53
−25	95	59	52
−26	95	58	52
−27	95	58	51

Рисунок 37 – Температурный график тепловой сети котельной «Абрам-Мыс»

Котельная «ТЦ «Росляково - 1»

Система теплоснабжения – 2-х, 3-х трубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 95/63 °С.



$T_{нв}$	T_1	T_2
+10	70	57
+9	70	56
+8	70	56
+7	70	56
+6	70	55
+5	70	55
+4	70	55
+3	70	54
+2	70	54
+1	70	54
0	70	53
−1	70	53
−2	70	53
−3	70	52
−4	70	52
−5	70	52
−6	70	51
−7	71	52
−8	73	53
−9	75	54
−10	76	55
−11	78	56
−12	80	56
−13	82	57
−14	83	58
−15	85	59
−16	87	60
−17	88	61
−18	90	62
−19	92	63
−20	93	64
−21	95	65
−22	95	64
−23	95	64
−24	95	64
−25	95	63
−26	95	63
−27	95	63

Рисунок 38 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково-1»

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

Система теплоснабжения четырехтрубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 95/70 °С (временный - 71/63°С).

T н.в.	T_1	T_2
+10	39	34
+9	40	35
+8	42	36
+7	43	36
+6	45	37
+5	47	38
+4	48	40
+3	50	41
+2	51	42
+1	53	43
0	54	44
−1	56	45
−2	57	46
−3	59	47
−4	60	48
−5	61	49
−6	63	50
−7	65	50
−8	66	51
−9	68	52
−10	69	53
−11	70	54
−12	72	55
−13	73	56
−14	75	57
−15	77	58
−16	78	58
−17	80	59
−18	81	60
−19	83	61
−20	84	63
−21	86	64
−22	87	65
−23	89	66
−24	90	67
−25	92	68
−26	93	69
−27	95	70

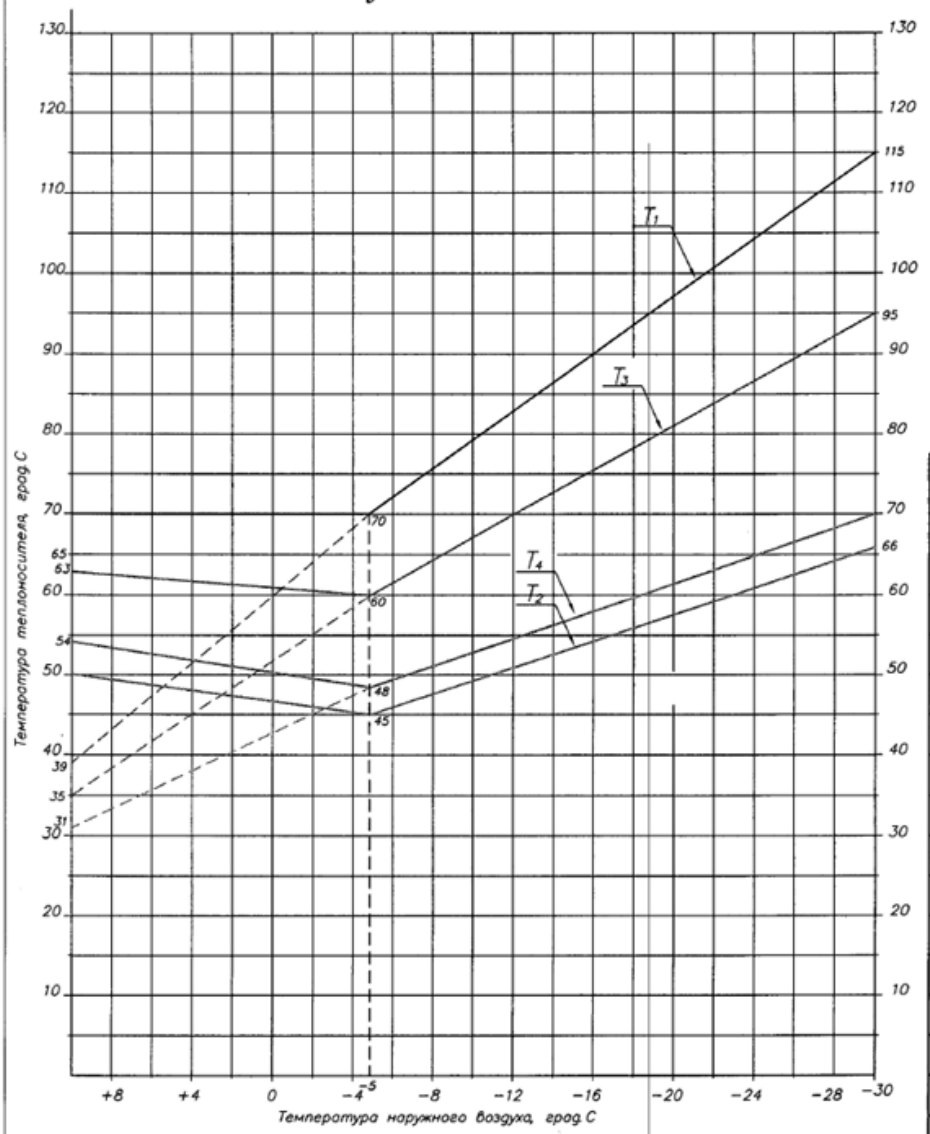
Рисунок 39 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково Южное»

Котельная «Фестивальная»

Система теплоснабжения четырехтрубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 115/70 °С.

"УТВЕРЖДАЮ"
Гл. инженер АО "МЭС"
А.В. Зыков
"25" 08 2022 г.

Температурный график тепловой сети котельной г. Мурманска по ул. Фестивальная



$T_{н.в.}$	T_1	T_4	T_3	T_2
+10	70	54	63	50
+9	70	54	63	50
+8	70	53	63	49
+7	70	53	62	49
+6	70	53	62	48
+5	70	52	62	48
+4	70	52	62	48
+3	70	51	62	47
+2	70	51	62	47
+1	70	51	61	47
0	70	50	61	46
−1	70	50	61	46
−2	70	49	61	45
−3	70	49	61	45
−4	70	49	61	45
−5	70	48	60	45
−6	71	49	61	45
−7	73	50	63	46
−8	75	51	64	47
−9	77	52	66	48
−10	79	53	67	49
−11	81	54	69	50
−12	83	54	70	51
−13	84	55	72	52
−14	86	56	73	53
−15	88	57	74	54
−16	90	58	76	54
−17	92	59	77	55
−18	94	60	79	56
−19	95	61	80	57
−20	97	62	81	58
−21	99	62	83	59
−22	101	63	84	60
−23	103	64	86	60
−24	104	65	87	61
−25	106	66	88	62
−26	108	67	90	63
−27	110	68	91	64
−28	111	68	92	65
−29	113	69	94	65
−30	115	70	95	66

$T_{н.в.}$ – Температура наружного воздуха, град.С
T_1 – Температура теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети, град.С
T_4 – Температура теплоносителя в обратном трубопроводе системы отопления, град.С
T_3 – Температура теплоносителя в подающем трубопроводе после элеватора, град.С
T_2 – Температура теплоносителя в обратном трубопроводе тепловой сети, град.С

Начальник отдела эксплуатации К.А. Рапарцевиль

Рисунок 40 - Температурный график тепловой сети котельной «Фестивальная»

1.3.6.3. ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

Дизельная котельная

Система теплоснабжения двухтрубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 95/70 °С.

Утверждаю
Генеральный директор
ООО «Тепло Людям. Кандалакша»
_____ Г.В. Палагин
«___» _____ 2024 г.

Температурный график котельной №1 мкр-н Дровяное,

ул. Прибрежная, г. Мурманск

Температура наружного воздуха °С	Температура подающего трубопровода °С	Температура обратного трубопровода °С	Температура наружного воздуха °С	Температура подающего трубопровода °С	Температура обратного трубопровода °С
8	70,0	54,5	-12	71,0	52,0
7	70,0	54,2	-13	72,5	53,0
6	70,0	54,0	-14	73,7	54,0
5	70,0	54,0	-15	75,0	55,0
4	70,0	54,0	-16	76,0	55,8
3	70,0	54,0	-17	77,5	56,5
2	70,0	53,8	-18	79,0	57,5
1	70,0	53,8	-19	80,0	58,0
0	70,0	53,2	-20	81,5	59,0
-1	70,0	53,2	-21	83,0	60,0
-2	70,0	53,0	-22	84,0	61,0
-3	70,0	53,0	-23	85,0	62,0
-4	70,0	52,5	-24	86,5	62,5
-5	70,0	52,5	-25	87,5	63,5
-6	70,0	52,0	-26	89,0	64,3
-7	70,0	52,0	-27	90,0	65,0
-8	70,0	52,0	-28	91,5	66,0
-9	70,0	51,8	-29	92,5	67,0
-10	70,0	51,8	-30	94,0	68,0
-11	70,0	51,9	-31	95,0	70,0

Главный инженер
ООО «Тепло Людям. Кандалакша» _____ В.А. Кириллов

Рисунок 41 - Температурный график тепловой сети от дизельной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

1.3.6.4. МУП «МУК»

Угольная котельная

Система отопления - двухтрубная с независимым подключением, система горячего водоснабжения – закрытая, двухтрубная с рециркуляцией. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 95/70 ^{o}C.

1.3.6.5. АО «Завод ТО ТБО»

Расчётные параметры пара поступающего в УТ-123 от Завода ТО ТБО составляют 13,0 кгс/см^2 и температурой пара 220 ^{o}C.

1.3.6.6. АО «ММТП»

Система теплоснабжения двухтрубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 90/70 ^{o}C со срезкой на минимуме 62 ^{o}C.

Утверждаю
Главный инженер-технический
директор АО «ММТП»
_____Кузнецовский И.В.

25.09.2023 года

Температурный график 90 - 70 ^{0} С, со срезкой на минимуме 62 ^{0} С отпуска тепловой энергии от котельной АО «ММТП»
на отопительный период 2023 - 2024 гг.

Температура наружного воздуха t°C	Температура теплоносителя		Примечание
	В прямом трубопроводе t1°C	В обратном трубопроводе t2°C	
8	62	56	Гидравлический и тепловой режимы вести в соответствии с расчетными режимными указаниями: Зимний режим -Р 1 = 6,0 кгс/см^3 -Р 2 =4,0 кгс/см^1 -Q цирк. 410 м3/час Летний режим. При работе «Турботерм» на ГВС соблюдать параметры: -Р 1 = 5,3 кгс/см^2 -Р 2 =3,6 кгс/ см^2 -Q цирк. ≤ 270 м3/час - t 1 = 60°C - t 2 =50-55 °C При работе «Турботерм» в осенний и весенний период на ГВС и частично на отопление (переходный период) поддерживать Q цирк. 300 - 310 м3/час -Р 1| = 5,8 кгс/см^2 -Р 2 = 4,0 кгс/см^2 - t 1 = 65 - 67°C - t 2 = 62°C При достижении на источнике теплоснабжения температуры обратной сетевой воды 70°C подъём температуры прямой сетевой воды прекращается независимо от температуры наружного воздуха.
7	62	56	
6	62	56	
5	62	55	
4	62	54	
3	64	53	
2	64	52	
1	64	51	
0	64	50	
-1	65	50	
-2	65	50	
-3	66	51	
-4	67	52	
-5	68	52	
-6	69	53	
-7	70	53	
-8	71	54	
-9	72	54	
-10	73	55	
-11	73	55	
-12	74	55	
-13	74	55	
-14	75	56	
-15	75	56	
-16	76	56	
-17	76	57	
-18	77	58	
-19	78	59	
-20	78	60	
-21	78	61	
-22	78	62	
-23	78	63	
-24	79	63	
-25	80	63	
-26	82	66	
-27	84	67	
-28	86	69	
-29	88	69	
-30	90	70	

Начальник ПКЭ Седнев В.Н.

Рисунок 42 - Температурный график тепловой сети от котельной «ММТП»

1.3.6.7. ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)

От котельной до бойлерной отпуск тепловой энергии в виде пара осуществляется с температурой 178ºС (однотрубная система). После бойлерной система теплоснабжения двухтрубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 95/70 ºС.

УТВЕРЖДАЮ
Начальник ЖКС № 1 филиала
ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по СФ
_____ А.А. Сидоков
«___» _____ 2019 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска тепловой энергии от теплогенерирующего объекта
(г. /н.п/п. 22 в/г № 6 Инв. № 22)
ФГБУ "ЦЖКУ" по ОСК СФ МО РФ

Среднесуточная температура наружного воздуха, оС	Температура сетевой воды в трубопроводе (оС)	
	Подающем	Обратном
8	178	-
7	178	-
6	178	-
5	178	-
4	178	-
3	178	-
2	178	-
1	178	-
0	178	-
-1	178	-
-2	178	-
-3	178	-
-4	178	-
-5	178	-
-6	178	-
-7	178	-
-8	178	-
-9	178	-
-10	178	-
-11	178	-
-12	178	-
-13	178	-
-14	178	-
-15	178	-
-16	178	-
-17	178	-
-18	178	-
-19	178	-
-20	178	-
-21	178	-
-22	178	-
-23	178	-
-24	178	-
-25	178	-
-26	178	-
-27	178	-

Зам. начальника ЖКС № 1 _____ А.Р. Савченко
подпись

Рисунок 43 – Температурный график тепловой сети котельной №22

1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Фактический температурный режим отпуска тепла от источников теплоснабжения в тепловые сети соответствует утвержденному графику регулирования отпуска тепла в тепловые сети, информации об отклонениях от утвержденного графика регулирования отпуска тепла в тепловые сети от источников отсутствует.

Проблемы существующего состояния режим отпуска тепла от источников АО «Мурманская «ТЭЦ» котельных Южная, Восточная и Мурманской ТЭЦ.

Регулирование отопительно-вентиляционной нагрузки

Проблема адекватного управления режимами централизованного отпуска тепловой энергии является ключевой для повышения эффективности существующих систем централизованного теплоснабжения. Она связана с несоответствием проектных и фактических теплогидравлических характеристик эксплуатируемых многие годы систем, особенно систем теплопотребления. Основные обобщенные характеристики существующих систем теплопотребления: фактическая теплоотдача наружных ограждений, фактическая теплоотдача отопительных приборов, фактические параметры теплонагревателей ГВС, фактические расходы теплоносителя, фактические коэффициенты смешения в абонентских тепловых пунктах, присоединённых по зависимой схеме, то есть все основные параметры, служащие для расчёта графиков качественного регулирования, в реальности имеют совсем другие значения, а значит, требуют совсем других графиков отпуска теплоты.

Более того, значения указанных параметров для эксплуатируемых систем не только отличаются от проектных, но и являются неопределенными, что требует их идентификации по наблюдаемым фактическим значениям режимных характеристик.

Для существующего состояния всех крупных систем централизованного теплоснабжения характерна разница между договорными и фактическими нагрузками. При этом циркуляционный расход теплоносителя в этих системах соответствует договорным нагрузкам при проектном температурном графике 150/70 (или превышает указанный расход). Однако отопительно-вентиляционные нагрузки, оцененные по измерениям на коллекторах крупных теплоисточников, после статистической

обработки и пересчета на расчетную температуру наружного воздуха, оказываются значительно ниже.

На рисунках ниже приведено сравнение расчетного (проектного) и фактического (сложившегося) режима теплоотпуска Мурманской ТЭЦ и котельными Южная и Восточная.

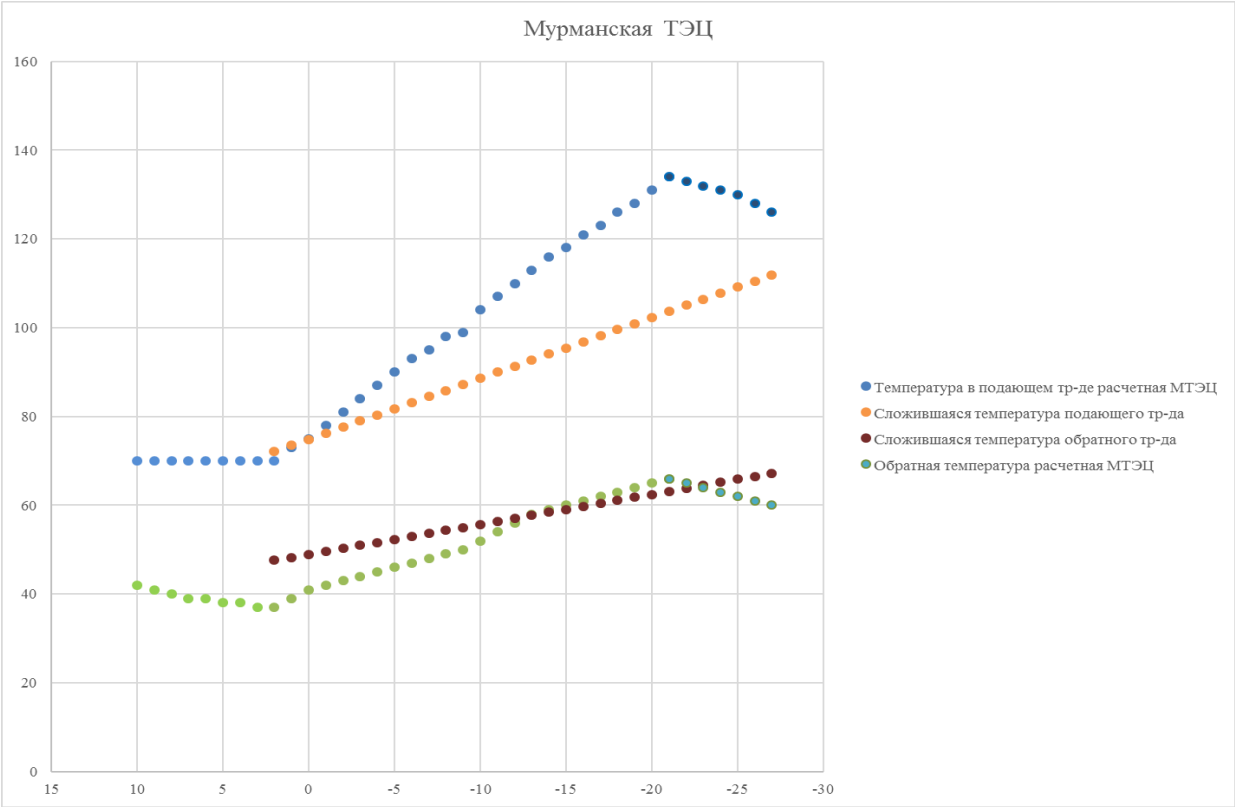


Рисунок 44 – Графики теплоотпуска Мурманской ТЭЦ

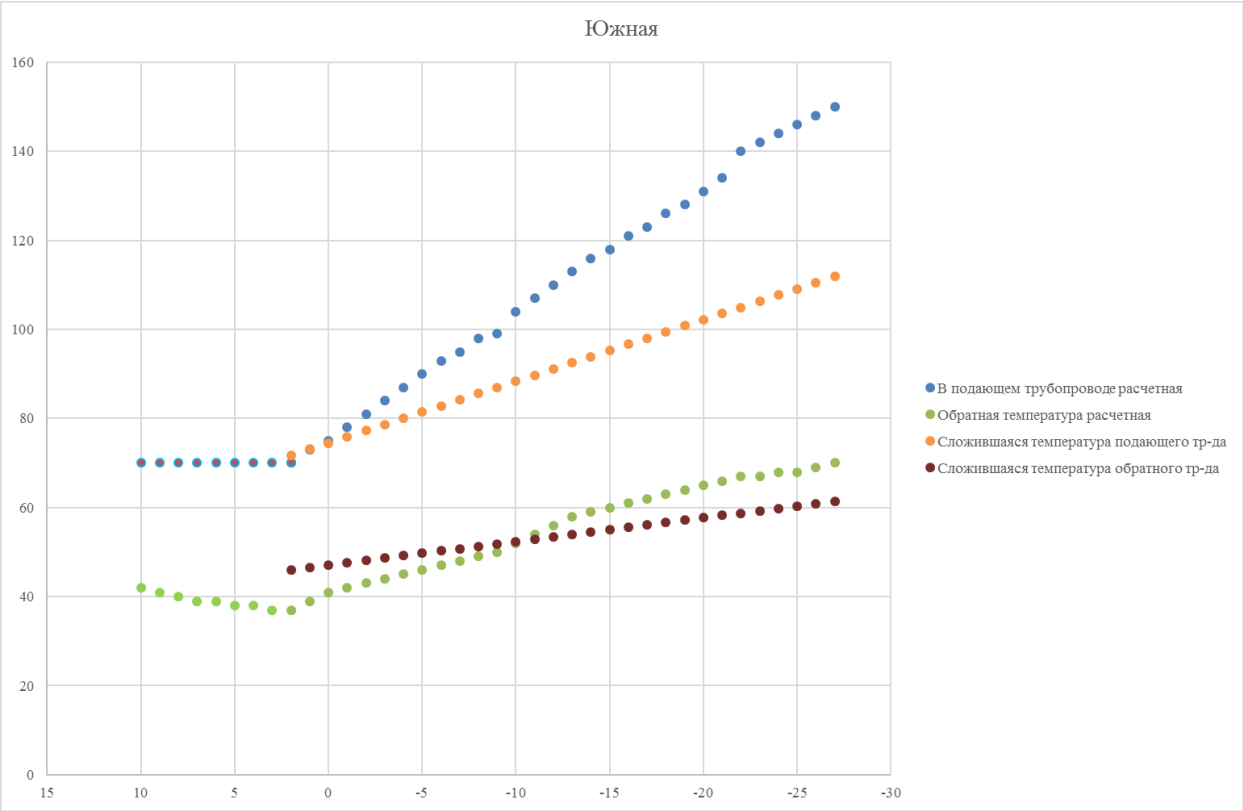


Рисунок 45 – Графики теплоотпуска Южной котельной

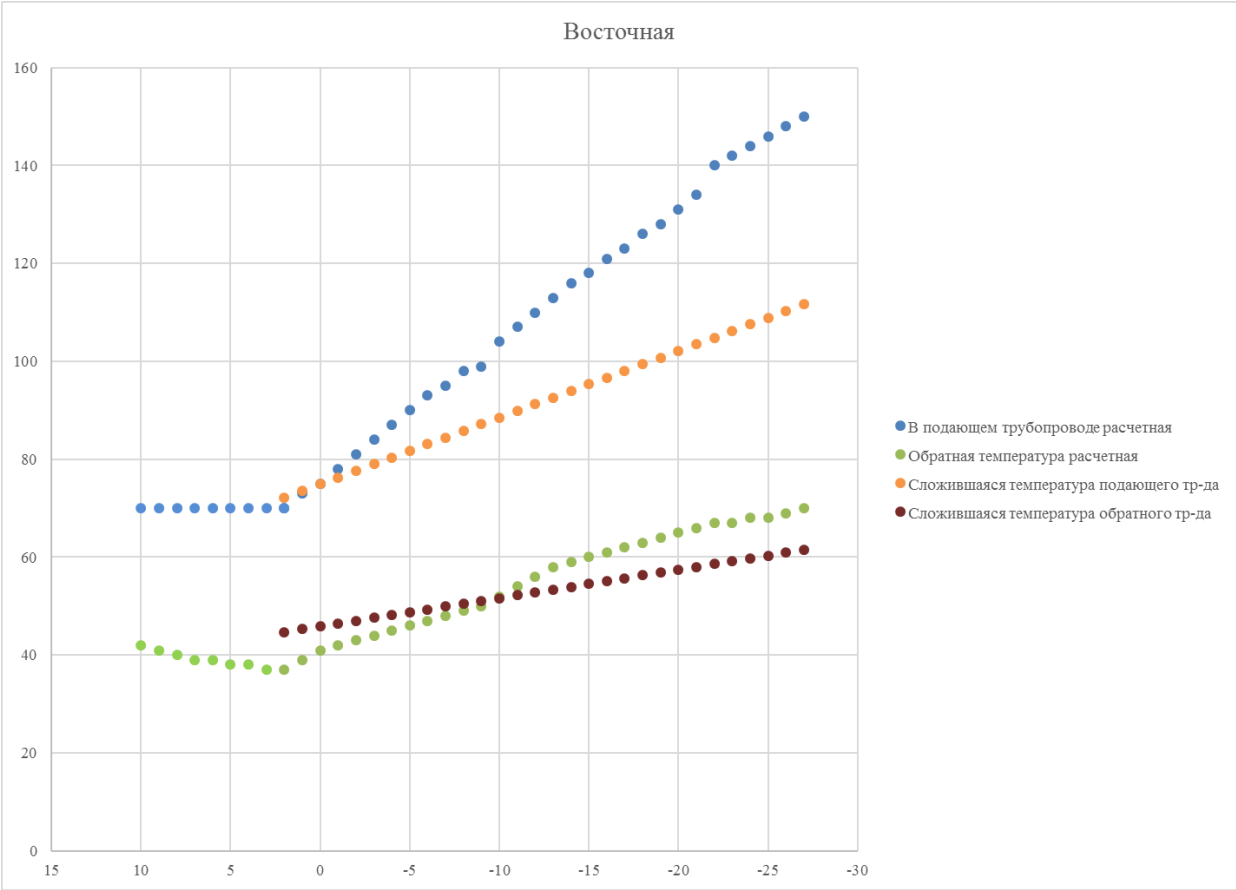


Рисунок 46 – Графики теплоотпуска Восточной котельной

Фактические температурные графики теплоотпуска построены для характерного диапазона температур без нижней срезки температурного графика (для обеспечения температуры ГВС). По результатам анализа фактических режимов следует отметить, что сложившийся температурный график составляет 112/61 ºС. Аналогичная ситуация характерна и для котельной «Северная» АО «МЭС».

Анализ фактического температурного режима работы тепловых сетей, осуществляется в результате сравнения значений фактической и договорной нагрузки.

Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок представлено ниже:

- Мурманской ТЭЦ $100 - \frac{281{,}977-173{,}76}{281{,}977} = 61{,}62\%$
- Южная котельная $100 - \frac{305{,}94-214{,}28}{214{,}28} = 70{,}03\%$
- Восточная котельная $100 - \frac{166{,}51-125{,}399}{166{,}51} = 75{,}31\%$
- Северная котельная $100 - \frac{189{,}84-146{,}507}{189{,}84} = 77{,}17\%$

В соответствии с оценкой фактических нагрузок, договорной расход в 1/0,61; 1/0,7 и 1/0,75, 1/0,77 раза превышает требуемый для Мурманской ТЭЦ и котельных «Восточная», «Южная» и Северная соответственно.

Поскольку обеспечение фактически меньших нагрузок относительно завышенным расходом является свершившимся фактом, можно отметить положительные свойства сниженного температурного графика 115/70 ºС. Снижение температурного графика требует уже повсеместная практика применения ППУ изоляции для тепловых сетей.

Выводы

Проведенные исследования выявили факт существенного превышения договорных тепловых нагрузок потребителей по сравнению с фактическими. При этом фактический расход теплоносителя в системах централизованного теплоснабжения даже несколько превышает договорной. Одновременное изменение (снижение) расхода теплоносителя в системах централизованного теплоснабжения, работающих от крупных источников невозможно и нецелесообразно. Работа указанных источников на проектном температурном графике приведет к существенным «перетопам» в зданиях абонентов и, как следствие, к существенным убыткам ТСО. Помимо этого, стоит отметить, что существующие тепловые сети имеют значительный износ, и

подача теплоносителя расчетной температуры увеличивает вероятность возникновения аварий на тепловых сетях. В сложившихся обстоятельствах целесообразно снизить (снизить, а не установить «срезку») применяемый график качественного регулирования централизованного отпуска теплоты.

1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики тепловых сетей

Гидравлические режимы тепловых сетей описаны в п. 1.6.3 Части 6 Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

Пьезометрические графики представлены в Приложении 5 Главы 3 «Электронная модель системы теплоснабжения городского округа».

1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет

Аварией считается отказ элементов системы, сетей и источников теплоснабжения, при котором прекращается подача тепловой энергии потребителям и абонентам на отопление и горячее водоснабжение на период более 8 часов.

Повреждения участков теплопроводов или оборудования сети, которые приводят к необходимости немедленного их отключения, рассматриваются как отказы. К отказам приводят повреждения элементов тепловых сетей: трубопроводов, задвижек, наружная коррозия.

Все рассмотренные выше причины, вызывающие повреждения элементов сетей, являются следствием воздействия на них различных факторов. При возникновении повреждения участка трубопровода его отключают, ремонтируют и вновь включают в работу.

Сводная таблица со статистикой аварий и инцидентов за 2019-2024 гг. на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» представлена в таблице 136.

Таблица 136 - Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019-2024 гг.

Год	Дата возникновения	Причины	Время устранения	Место возникновения
2019	19.03.2019	Причиной повреждения трубопровода явилась потеря прочности трубы, вследствие коррозионного утонения стенки (наружная коррозия трубопровода в нижней части трубы), вызванного попадаем поверхностных вод на трубопровод теплосети через не плотность стыка плит перекрытия полупроходного канала.	19.03.2019 15:10	подающий трубопровод III луча от КТЦ между П-2/2 и ТК-2/3
	07.06.2019	В результате коррозионного износа и разрушения скользящей опоры произошло перетирание нижней части подающего трубопровода о поверхность бетонного основания опоры.	07.06.2019 22:35	магистральный трубопровод теплосети от КЦ-2 ДУ 700 мм между П-5 и П-6
	10.12.2019	В результате коррозионного износа и разрушения скользящей опоры произошло перетирание нижней части обратного трубопровода о поверхность бетонного основания опоры.	10.12.2019 13:55	Обратный трубопровод 1 луча от Мурманской ТЭЦ под скользящей опорой трубопровода в районе ТК-24/1.
2020	26.01.2020	Причиной повреждения трубопровода явилась потеря прочности трубы, вследствие коррозионного утонения стенки (наружная коррозия трубопровода в нижней части трубы), вызванного попаданием влаги между внутренней поверхностью гильзы неподвижной опоры и наружной поверхностью трубы.	27.01.2020 05:10	повреждение 1 луча теплосети от Мурманской ТЭЦ между ТК-24/1 и ТК-25/1
	21.07.2020	Причиной разгерметизации фланцевого соединения явилось нарушение целостности прокладки фланцевого соединения из-за несоосности уплотнительных поверхностей сопрягаемых фланцев, допущенных при монтаже РК-2 подрядной организацией ООО «СевЭнерго».	21.07.2020 20:45	Насосная станция №7, ЦТС
2022	06.10.2022	Инцидент на запорной арматуре трубопровода тепловой сети Ду 159 мм.)	06.10.2022	ТК-26/1 I луч от Мурманской ТЭЦ
2023	06.03.2023	Инцидент на участке тепловой сети	06.03.2023 (6 ч)	3 луч от Мурманской ТЭЦ
	11.08.2023	Инцидент на участке тепловой сети	12.08.2023 (20 ч)	Участок т/с между ТК-95/1 и ТК-95/1а от Мурманской ТЭЦ
2024	15.02.2024 в 14.45	Потеря прочности трубопровода вследствие коррозионного утонения стенки (нарушенная коррозия в верхней части трубы на 12 часов), вызванного нарушением герметичности плит перекрытия камеры и попадания внутрь воды.	8 ч 00 мин	ТК-78/3 от Южной котельной в районе дома № 24 по просп. Кольский, А26-00087-0011 от 25.11.2004, «Участок трубопровода теплосети (12)»
	09.03.2024 в 05.10	Потеря прочности трубопровода вследствие коррозионного утонения стенки (наружная коррозия в верхней части трубы на 12 часов), вызванного разрушением плиты перекрытия камеры, нарушением герметичности канала и попадания внутрь воды.	11 ч 50 мин	Участок теплосети между ТК-15/2 и ТК-15/2а по 2 лучу от Мурманской ТЭЦ в районе дома № 59 по пр. Ленина

Год	Дата возникновения	Причины	Время устранения	Место возникновения
2024	01.05.2024 в 05.45	В камере ТК-18/3а потеря прочности трубопровода вследствие коррозионного утонения стенки в минераловатной изоляции (наружная коррозия в верхней части трубы на 12 часов), вызванного разрушением асфальтового покрытия, нарушением герметичности плит перекрытия камеры и попадания внутрь воды; между ТК-12/3 и ТК-13/3 потеря прочности трубопровода вследствие утонения стенки (наружная коррозия в верхней части подающего трубопровода на 2 часа), вызванного наружной коррозией трубы на стыке скорлуп ППУ изоляции вследствие попадания воды через сломанные плиты перекрытия канала	23 ч 50 мин	3-й луч от КТЦ, ТК-18/3а по подающему трубопроводу теплосети АО «Мурманская ТЭЦ», уч. рег. № 25110, А26-00087-0011 от 25.11.2004, «Участок трубопровода теплосети (12)»
	10.10.2024 в 13.00	Причиной повреждения участка подающего трубопровода тепловой сети Ду 630 мм от насосной № 4 до П-3 от КЦ-1 явился разрыв сварного шва длиной 25 мм на 12 часов вследствие скрытого дефекта сварки; причиной повреждения участка трубопровода подающего тепловой сети Ду 630 мм от насосной № 4 до П-3 от КЦ-1 явился разрыв сварного шва длиной 20 мм на 12 часов вследствие скрытого дефекта сварки; причиной повреждения подающего трубопровода тепловой сети Ду 630 мм между ТК-33 и ТК-34 от КЦ-1 явилась потеря прочности трубопровода вследствие утонения стенки, вызванного наружной коррозией трубы на стыке скорлуп ППУ-изоляции вследствие нарушения герметичности плит перекрытия канала и попадания внутри воды.	9 ч 40 мин	На участке трубопровода тепловой сети от Южной котельной (котельный цех № 1): - между ТК-33 и ТК-34; – между П-3 и насосной № 4, А26-00087-0011 от 25.11.2004, «Участок трубопровода теплосети (12)», учетный № 25112

Сводная таблица по количеству прорывов на тепловых сетях с учетом тепловых сетей ГВС по источникам АО «МЭС» за 2021 и 2022 год представлена в таблице 137.

Таблица 137 – Количество порывов на тепловых сетях по источникам АО «МЭС» за отопительные сезоны 2021-2022 гг.*

№ п/п	Источник теплоснабжения	Количество порывов в отопительный период		Количество порывов в межотопительный период	
		2021	2022	2021	2022
1	Котельная «Северная»	42	28	136	154
2	Котельная «Роста»	16	15	14	9
3	Котельная «Абрам-Мыс»	0	0	0	3
4	Котельная «Фестивальная»	0	0	0	0
5	Котельная ТЦ «Росляково -1»	20	0	3	4
6	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	8	0	0	0
7	Т/сети Октябрьского округа г. Мурманска	60	125	86	96
8	Т/сети Первомайского округа г. Мурманска	17	20	25	29
Итого по АО "МЭС"		**163**	**188**	**264**	**295**

*Информация за 2023 год отсутствует.

На тепловых сетях АО «ММТП» аварии за последние три года не зафиксированы.

1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей за последние пять лет отсутствует.

1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Диагностика состояния тепловых сетей производится на основании гидравлических испытаний тепловых сетей, проводимых ежегодно. По результатам испытаний составляется акт проведения испытаний, в котором фиксируются все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

Планирование текущих и капитальных ремонтов производится исходя из нормативного срока эксплуатации и межремонтного периода объектов системы теплоснабжения, а также на основании выявленных при гидравлических испытаниях дефектов.

1.3.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Согласно п. 6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры;
- испытаниям на максимальную температуру теплоносителя для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;

- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;

- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);

- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;

- схемы включения и переключений в тепловой сети;

- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;

- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;

- оперативные средства связи и транспорта;

- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;

- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплопотребления, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя определяется руководителем. Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления. Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90 °С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплопотребления производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек — задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктах систем теплопотребления.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения

систем теплопотребления с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному, ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы. Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;

- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать нормативно-технической документации.

1.3.13. Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Технологические потери при передаче тепловой энергии складываются из тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов, а также с утечками теплоносителя.

Нормирование (расчет) тепловых потерь регламентируется приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя». Тепловые потери через изоляцию трубопроводов зависят от материальной характеристики тепловых сетей, а также года и способа прокладки тепловой сети. Нормы тепловых потерь водяными тепловыми сетями приведены ниже.

Таблица 138 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и при бесканальной прокладке с расчетной среднегодовой температурой грунта +5 °С на глубине заложения теплопроводов, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг.

Наружный диаметр труб *dн*, мм	Нормы потерь тепла, Вт/м [(ккал/м·ч)]			
	Обратный теплопровод при средней температуре воды	Двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 52,5°С	Двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 65°С	Двухтрубной прокладки при разности среднегодовых температур воды и грунта 75°С
	***tоср.г*=50°С**	***tпср.г*=65°С**	***tпср.г* =90°С**	***tпср.г* =110°С**
32	23 (20)	52 (45)	60 (52)	67 (58)
57	29 (25)	65 (56)	75 (65)	84 (72)
76	34 (29)	75 (64)	86 (74)	95 (82)
89	36 (31)	80 (69)	93 (80)	102 (88)
108	40 (34)	88 (76)	102 (88)	111 (96)
159	49 (42)	109 (94)	124 (107)	136 (117)
219	59 (51)	131 (113)	151 (130)	165 (142)
273	70 (60)	154 (132)	174 (150)	190 (163)
325	79 (68)	173 (149)	195 (168)	212 (183)
377	88 (76)	191 (164)*	212 (183)	234 (202)
426	95 (82)	209 (180)*	235 (203)	254 (219)
478	106 (91)	230 (198)*	259 (223)	280 (241)
529	117 (101)	251 (216)*	282 (243)	303 (261)
630	133 (114)	286 (246)*	321 (277)	345 (298)
720	145 (125)	316 (272)*	355 (306)	379 (327)
820	164 (141)	354 (304)*	396(341)	423 (364)
920	180 (155)	387 (333)*	433 (373)	463 (399)
1020	198 (170)	426 (366)*	475 (410)	506 (436)
1220	233 (200)	499 (429)*	561 (482)	591 (508)
1420	265 (228)	568 (488)	644 (554)	675 (580)

Таблица 139 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке с расчетной среднегодовой температурой наружного воздуха +5 °С, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг.

Наружный диаметр труб *dн*, мм	Нормы потерь тепла, Вт/м [(ккал/м·ч)]			
	Разность среднегодовой температуры сетевой воды в подающем или обратном трубопроводах и наружного воздуха, °С			
	45	**70**	**95**	**120**
32	17(15)	27(23)	36(31)	44(38)
49	21(18)	31(27)	42(36)	52(45)
57	24(21)	35(30)	46(40)	57(49)
76	29(25)	41(35)	52(45)	64(55)
82	32(28)	44(38)	58(50)	70(60)
108	36(31)	50(43)	64(55)	78(67)
133	41(35)	56(48)	70(60)	86(74)
159	44(38)	58(50)	75(65)	93(80)
194	49(42)	67(58)	85(73)	102(88)
219	53(46)	70(60)	90(78)	110(95)
273	61(53)	81(70)	101(87)	124(107)
325	70(60)	93(80)	116(100)	139(120)
377	82(71)	108(93)	132(114)	157(135)
426	95(82)	122(105)	148(128)	174(150)
478	103(89)	131(113)	158(136)	186(160)
529	110(95)	139(120)	168(145)	197(170)
630	121(104)	154(133)	186(160)	220(190)
720	133(115)	168(145)	204(176)	239(206)
820	157(135)	195(168)	232(200)	270(233)
920	180(155)	220(190)	261(225)	302(260)
1020	209(180)	255(220)	296(255)	339(292)
1420	267(230)	325(280)	377(325)	441(380)

Таблица 140 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах, спроектированными в период с 1990 по 1998 гг.

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее						При числе часов работы в год более 5000					
	Трубопровод											
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С											
	65	50	90	50	110	50	65	50	90	50	110	50
25	18(15)	12(10)	26(22)	11(9)	31(27)	10(9)	16(14)	11(9)	23(20)	10(9)	28 (24)	9(8)
30	19(16)	13(11)	27(23)	12(10)	33(28)	11(9)	17(15)	12(10)	24(21)	11(9)	30(26)	10(9)
40	21(18)	14(12)	29(25)	13(11)	36(31)	12(10)	18(15)	13(11)	26(22)	12(10)	32(28)	11(9)
50	22(19)	15(13)	33(28)	14(12)	40(34)	13(11)	20(17)	14(12)	28(24)	13(11)	35(30)	12(10)
65	27(23)	19(16)	38(33)	16(14)	47(40)	14(12)	23(20)	16(14)	34(29)	15(13)	40(34)	13(11)
80	29(25)	20(17)	41(35)	17(15)	51(44)	15(13)	25(22)	17(15)	36(31)	16(14)	44(38)	14(12)
100	33(28)	22(19)	46(40)	19(16)	57(49)	17(15)	28(24)	19(16)	41(35)	17(15)	48(41)	15(13)
125	34(29)	23(20)	49(42)	20(17)	61(53)	18(15)	31(27)	21(18)	42(36)	18(15)	50(43)	16(14)
150	38(33)	26(22)	54(46)	22(19)	65(56)	19(16)	32(28)	22(19)	44(38)	19(16)	55(47)	17(15)
200	48(41)	31(27)	66(57)	26(22)	83(71)	23(20)	39(34)	27(23)	54(46)	22(19)	68(59)	21(18)
250	54(46)	35(30)	76(65)	29(25)	93(80)	25(22)	45(39)	30(26)	64(55)	25(22)	77(66)	23(20)
300	62(53)	40(34)	87(75)	32(28)	103(89)	28(24)	50(43)	33(28)	70(60)	28(24)	84(72)	25(22)
350	68(59)	44(38)	93(80)	34(29)	117(101)	29(25)	55(47)	37(32)	75(65)	30(26)	94(81)	26(22)
400	76(65)	47(40)	109(94)	37(32)	123(106)	30(26)	58(50)	38(33)	82(71)	33(28)	101(87)	28(24)
450	77(66)	49(42)	112(96)	39(34)	135(116)	32(28)	67(58)	43(37)	93(80)	36(31)	107(92)	29(25)
500	88(76)	54(46)	126(108)	43(37)	167(144)	33(28)	68(59)	44(38)	98(84)	38(33)	117(101)	32(28)
600	98(84)	58(50)	140(121)	45(39)	171 (147)	35(30)	79(68)	50(43)	109(94)	41(35)	132(114)	34(29)
700	107(92)	63(54)	163(140)	47(40)	185(159)	38(33)	89(77)	55(47)	126(108)	43(37)	151(130)	37(32)
800	130(112)	72(62)	181(156)	48(41)	213(183)	42(36)	100(86)	60(52)	140(121)	45(39)	163(140)	40(34)
900	138(119)	75(65)	190(164)	57(49)	234(201)	44(38)	106(91)	66(57)	151(130)	54(46)	186(160)	43(37)
1000	152(131)	78(67)	199(171)	59(51)	249(214)	49(42)	117(101)	71(61)	158(136)	57(49)	192(165)	47(40)
1200	185(159)	86(74)	257(221)	66 (57)	300(258)	54(46)	144(124)	79(68)	185(159)	64(55)	229(197)	52(45)
1400	204(176)	90(77)	284 (245)	69 (59)	322(277)	58(50)	152(131)	82(71)	210(181)	68(59)	252(217)	56(48)

Таблица 141 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг.

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее			При числе часов работы в год более 5000		
	Средняя температура теплоносителя, °С					
	50	100	150	50	100	150
	Нормы линейной плотности теплового потока Вт/м (ккал/м ч)					
15	10 (9)	20 (17)	30 (26)	11 (10)	22 (19)	34 (29)
20	11 (10)	22 (19)	34 (29)	13 (11)	25 (22)	38 (33)
25	13 (11)	25 (22)	37 (32)	15 (13)	28 (24)	42 (36)
40	15 (13)	29 (25)	44 (38)	18 (15)	33 (28)	49 (42)
50	17 (15)	31 (27)	47 (40)	19 (16)	36 (31)	53 (46)
65	19 (16)	36 (31)	54 (46)	23 (20)	41 (35)	61 (53)
80	21 (18)	39 (34)	58 (50)	25 (22)	45 (39)	66 (57)
100	24 (21)	43 (37)	64 (55)	28 (24)	50 (43)	73 (63)
125	27 (23)	49 (42)	70 (60)	32 (28)	56 (48)	81 (70)
150	30 (26)	54 (46)	77 (66)	35 (30)	63 (54)	89 (77)
200	37 (32)	65 (56)	93 (80)	44 (38)	77 (66)	109 (94)
250	43 (37)	75 (65)	106 (91)	51 (44)	88 (76)	125 (108)
300	49 (42)	84 (72)	118 (102)	59 (51)	101 (87)	140 (121)
350	55 (47)	93 (80)	131 (113)	66 (57)	112 (96)	155 (133)
400	61 (53)	102 (88)	142 (122)	73 (63)	122 (105)	170 (146)
450	65 (56)	109 (94)	152 (131)	80 (69)	132 (114)	182 (157)
500	71 (61)	119 (102)	166 (143)	88 (76)	143 (123)	197 (170)
600	82 (71)	136 (117)	188 (162)	100 (86)	165 (142)	225 (194)
700	92 (79)	151 (130)	209 (180)	114 (98)	184 (158)	250 (215)
800	103 (89)	167 (144)	213 (183)	128 (110)	205 (177)	278 (239)
900	113 (97)	184 (158)	253 (218)	141 (121)	226 (195)	306 (263)
1000	124 (107)	201 (173)	275 (237)	155 (133)	247 (213)	333 (287)

Таблица 142 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и при бесканальной прокладке, спроектированными в период с 1998 по 2003гг.

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее						При числе часов работы в год более 5000					
	Трубопровод											
	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный	подающий	обратный
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С											
	65	50	90	50	110	50	65	50	90	50	110	50
25	15(13)	10(9)	22(19)	10(9)	26(22)	9(8)	14(12)	9(8)	20(17)	9(8)	24(21)	8(7)
30	16(14)	11(9)	23(20)	11(9)	28(24)	10(9)	15(13)	10(9)	20(17)	10(9)	26(22)	9(8)
40	18(16)	12(10)	25(22)	12(10)	31(27)	11(9)	16(14)	11(9)	22(19)	11(9)	27(23)	10(9)
50	19(16)	13(11)	28(24)	13(11)	34(29)	12(10)	17(15)	12(10)	24(21)	12(10)	30(26)	11(9)
65	23(20)	16(14)	32(28)	14(12)	40(34)	13(11)	20(17)	13(11)	29(25)	13(11)	34(29)	12(10)
80	25(22)	17(15)	35(30)	15(13)	43(37)	14(12)	21(18)	14(12)	31(27)	14(12)	37(32)	13(11)
100	28(24)	19(16)	39(34)	16(14)	48(41)	16(14)	24(21)	16(14)	35(30)	15(13)	41(35)	14(12)
125	29(25)	20(17)	42(36)	17(15)	52(45)	17(15)	26(22)	18(16)	38(33)	16(14)	43(37)	15(13)
150	32(28)	22(19)	46(40)	19(16)	55(47)	18(16)	27(23)	19(16)	42(36)	17(15)	47(41)	16(14)
200	41(35)	26(22)	55(47)	22(19)	71(61)	20(17)	33(28)	23(20)	49(42)	19(16)	58(50)	18(16)
250	46(40)	30(26)	65(56)	25(22)	79(68)	21(18)	38(33)	26(22)	54(47)	21(18)	66(57)	20(17)
300	53(46)	34(29)	74(64)	27(23)	88(76)	24(21)	43(37)	28(24)	60(52)	24(21)	71(61)	21(18)
350	58(50)	37(32)	79(68)	29(25)	98(84)	25(22)	46(40)	31(27)	64(55)	26(22)	80(69)	22(19)
400	65(56)	40(34)	87(75)	32(28)	105(91)	26(22)	50(43)	33(28)	70(60)	28(24)	86(74)	24(21)
450	70(60)	42(36)	95(82)	33(28)	115(99)	27(23)	54(47)	36(31)	79(68)	31(27)	91(78)	25(22)
500	75(65)	46(40)	107(92)	36(31)	130(112)	28(24)	58(50)	37(32)	84(72)	32(28)	100(86)	27(23)
600	83(72)	49(42)	119(103)	38(33)	145(125)	30(26)	67(58)	42(36)	93(80)	35(30)	112(97)	31(27)
700	91(78)	54(47)	139(120)	41(35)	157(135)	33(28)	76(66)	47(41)	107(92)	37(32)	128(110)	31(27)
800	106(91)	61(53)	150(129)	45(39)	181(156)	36(31)	85(73)	51(44)	119(103)	38(33)	139(120)	34(29)
900	117(101)	64(55)	162(140)	48(41)	199(172)	37(32)	90(78)	56(48)	128(110)	43(37)	150(129)	37(32)
1000	129(111)	66(57)	169(146)	51(44)	212(183)	42(36)	100(86)	60(52)	140(121)	46(40)	163(141)	40(34)
1200	157(135)	73(63)	218(188)	55(47)	255(220)	46(40)	114(98)	67(58)	158(136)	53(46)	190(164)	44(38)
1400	173(149)	77(66)	241(208)	59(51)	274(236)	49(42)	130(112)	70(60)	179(154)	58(50)	224(193)	48(41)

Таблица 143 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке, спроектированными в период с 1998 по 2003гг.

Условный проход трубопровода, мм	При числе часов работы в год 5000 и менее			При числе часов работы в год более 5000		
	Среднегодовая температура теплоносителя, °С					
	обратный	подающий	подающий	обратный	подающий	подающий
	Нормы линейной плотности теплового потока, Вт/м [ккал/(м·ч)]					
	50	100	150	50	100	150
15	9(8)	18(16)	28(24)	8(7)	16(14)	24(21)
20	11(9)	21(18)	31(27)	9(8)	18(16)	28(24)
25	12(10)	23(20)	34(29)	11(9)	20(17)	30(26)
40	15(13)	27(23)	40(34)	12(10)	24(21)	36(31)
50	16(14)	30(26)	44(38)	14(12)	25(22)	38(33)
65	19(16)	34(29)	50(43)	15(13)	29(25)	44(38)
80	21(18)	37(32)	54(47)	17(15)	32(28)	47(41)
100	23(20)	41(35)	60(52)	19(16)	35(30)	52(45)
125	26(22)	46(40)	66(57)	22(19)	40(34)	57(49)
150	29(25)	52(45)	73(63)	24(21)	44(38)	62(53)
200	36(31)	63(54)	89(77)	30(26)	53(46)	75(65)
250	42(36)	72(62)	103(89)	35(30)	61(53)	86(74)
300	48(41)	83(72)	115(99)	40(34)	68(59)	96(83)
350	54(47)	92(79)	127(109)	45(39)	75(65)	106(91)
400	60(52)	100(86)	139(120)	49(42)	83(72)	115(99)
450	66(57)	108(93)	149(128)	53(46)	88(76)	123(106)
500	72(62)	117(101)	162(140)	58(50)	96(83)	135(116)
600	82(71)	135(116)	185(159)	66(57)	110(95)	152(131)
700	94(81)	151(130)	205(177)	75(65)	122(105)	169(146)
800	105(91)	168(145)	228(197)	83(72)	135(116)	172(148)
900	116(100)	185(159)	251(216)	92(79)	149(128)	205(177)
1000	127(109)	203(175)	273(235)	101(87)	163(141)	223(192)

Таблица 144 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и продолжительности работы в год более 5000 ч, спроектированными в период с 2004г.

Условный проход трубопровода, мм	Среднегодовая температура теплоносителя (подающий/обратный), ºС		
	65/50	90/50	110/50
	Суммарная линейная плотность теплового потока, Вт/м [ккал/(м·ч)]		
25	27(23)	32(28)	36(31)
32	29(25)	35(30)	39(34)
40	31(27)	37(32)	42(36)
50	35(30)	41(35)	47(40)
65	41(35)	49(42)	54(46)
80	45(37)	52(45)	59(51)
100	49(42)	58(50)	66(57)
125	56(48)	66(57)	73(63)
150	63(54)	73(63)	82(71)
200	77(66)	93(80)	100(86)
250	92(79)	106(91)	117(101)
300	105(90)	121(104)	133(114)
350	118(101)	135(116)	148(127)
400	130(112)	148(127)	163(140)
450	142(122)	162(139)	177(152)
500	156(134)	176(151)	194(167)
600	179(154)	205(176)	223(192)
700	201(173)	229(197)	149(128)
800	226(194)	257(221)	179(154)
900	250(215)	284(244)	308(265)
1000	275(236)	312(268)	338(291)
1200	326(280)	368(316)	398(342)
1400	376(323)	425(365)	461(396)

Таблица 145 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами при прокладке на открытом воздухе и продолжительности работы в год более 5000 ч, спроектированными в период с 2004г.

Условный проход трубопровода, мм	Температура теплоносителя, ºС		
	50	100	150
	Плотность теплового потока, Вт/м [ккал/(м·ч)]		
15	9(8)	17(15)	25(21)
20	10(9)	19(16)	28(24)
25	11(9)	20(17)	31(27)
40	12(10)	23(20)	35(30)
50	14(12)	26(22)	38(33)
65	16(14)	29(25)	43(37)
80	17(15)	31(27)	46(40)
100	19(16)	34(29)	50(43)
125	21(18)	38(33)	55(47)
150	23(20)	42(36)	61(52)
200	28(24)	50(43)	72(62)
250	33(28)	57(49)	82(71)
300	39(34)	67(58)	95(82)
350	45(39)	77(66)	108(93)
400	49(42)	84(72)	117(101)
450	54(47)	91(78)	127(109)
500	58(50)	98(84)	136(117)
600	67(58)	112(96)	154(132)
700	75(65)	124(107)	170(146)
800	83(71)	137(118)	188(162)
900	91(78)	150(129)	205(176)
1000	100(86)	163(140)	222(191)
1400	133(114)	215(185)	291(250)

Методика определения тепловых потерь с утечками теплоносителя также регламентируется приказом Минэнерго № 325 от 30 декабря 2008 года «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Нормативные значения годовых потерь теплоносителя с его утечкой определяются по формуле:

$$G_{утн} = \frac{a \cdot V_{ср.год} \cdot n_{год}}{100} = m_{у.год.н} \cdot n_{год}, \text{ м}^3,$$

где:

а - норма среднегодовой утечки теплоносителя, ($м^3/ч*м^3$), установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловой сети в час;

$V_{ср.год}$ - среднегодовая емкость тепловой сети, $м^3$;

$n_{год}$ - продолжительность функционирования тепловой сети в течение года, ч;

$m_{у.год.н}$ - среднечасовая годовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, $м^3/ч$.

Установленные нормативы технологических потерь при передачи тепловой энергии по тепловым сетям представлены в таблице ниже.

Таблица 146 – Нормативные потери тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях

№ п/п	Источник	Нормативные потери теплоносителя, м3	Нормативные потери ТЭ, Гкал
	АО «Мурманская ТЭЦ»		
1	Мурманская ТЭЦ	430 591	88 319
2	Южная котельная	4765	2036
	АО «МЭС»		
1	Котельная «Северная»	116588,7	60083,22
2	Котельная «Роста»	27828,68	14331,94
3	Котельная «Абрам-Мыс»	1665,9	1853,36
4	Котельная ТЦ «Росляково -1»	9648,88	9862,76
5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	981,11	1140,56
6	Котельная «Фестивальная»	771,99	1398,39
7	Передача ТЭ от МТЭЦ	111010,12	122257,73
	АО «ММТП»		
1	Котельная АО «ММТП», тепловые сети АО «ММТП» и ФГУП «Росморпорт»	1991,63	1058,57

1.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Согласно постановлению Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения", в состав тарифа на передачу тепловой энергии и теплоносителя могут быть включены затраты на приобретение тепловой энергии для компенсации нормативных потерь тепловой энергии в тепловых сетях. Затраты на компенсацию сверхнормативных затрат в состав тарифа быть включены не могут.

Так как не все потребители обеспечены индивидуальными узлами учета тепловой энергии, потери тепловой энергии в тепловых сетях определяют расчетным способом.

После установки приборов учета тепловой энергии у 100% потребителей, тепловые потери при транспорте тепловой энергии могут определяться путем вычитания показателей счетчиков отпущенной тепловой энергии, установленных на источниках централизованного теплоснабжения, и показаний приборов учета тепловой энергии, установленных у потребителей.

Тепловые потери в тепловых сетях представлены в таблице 147. Потери тепловой энергии в тепловых сетях от угольной котельной МУП «МУК» отсутствуют.

Таблица 147 – Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Наименование показателя	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024
АО «Мурманская ТЭЦ»							
Мурманская ТЭЦ	Гкал	31 544	29 851	30 276	30 676	29 244	33 509
Южная котельная	Гкал	27 607	33 279	33 302	33 731	38 555	42 294
Восточная котельная	Гкал	24 431	25 308	26 647	27 550	20 356	21 505
АО «МЭС»							
Потери при передаче в сетях от Мурманской ТЭЦ	Гкал	н/д	41 473	41 962	40 082	40 010	41 258
Потери при передаче в сетях от Южной котельной	Гкал	н/д	41 847	44 358	43 868	43 660	42 162
Потери при передаче в сетях от Восточной котельной	Гкал	н/д	28 986	30 848	29 276	30 355	31 344
Котельная "Северная"	Гкал	58465	55200	57 577	55 993	58 355	56 895,0
Котельная "Роста"	Гкал	14299	13854	13 826	13 666	14 084	14 369,0
Котельная "Абрам-Мыс"	Гкал	1821	1821	1 853	1 825	1 897	1 847,0
Котельная ТЦ «Росляково - 1»	Гкал	10323	8699	9 993	9 434	8 784	8 898,0
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Гкал	1142	1089	1 238	1 169	1 123	1 060,0
Котельная «Фестивальная»	Гкал	-	1256	1176	1 127	1 125	1 114,0

Наименование показателя	Единица измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)							
Котельная №22	Гкал	1653	н/д	н/д	н/д	403,112	759,93
АО «ММТП»							
Котельная АО «ММТП», тепловые сети АО «ММТП» и ФГУП «Росморпорт»	Гкал	2325	2212	2 524,89	2279,2	2278,2	2368,0
ООО «Тепло Людям. Кандалакша»							
Дизельная котельная	Гкал	-	-	-	-	-	246,7

1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Большинство потребителей тепловой энергии, подключенных к тепловым сетям АО «МЭС» от котельной «Северная», используют элеваторную схему присоединения с открытым водоразбором ГВС, представленная на рисунке 47, регулятор температуры подачи горячего водоснабжения отсутствует либо не функционирует. Малоэтажная застройка имеет подключение от ЦТП и насосных станций.

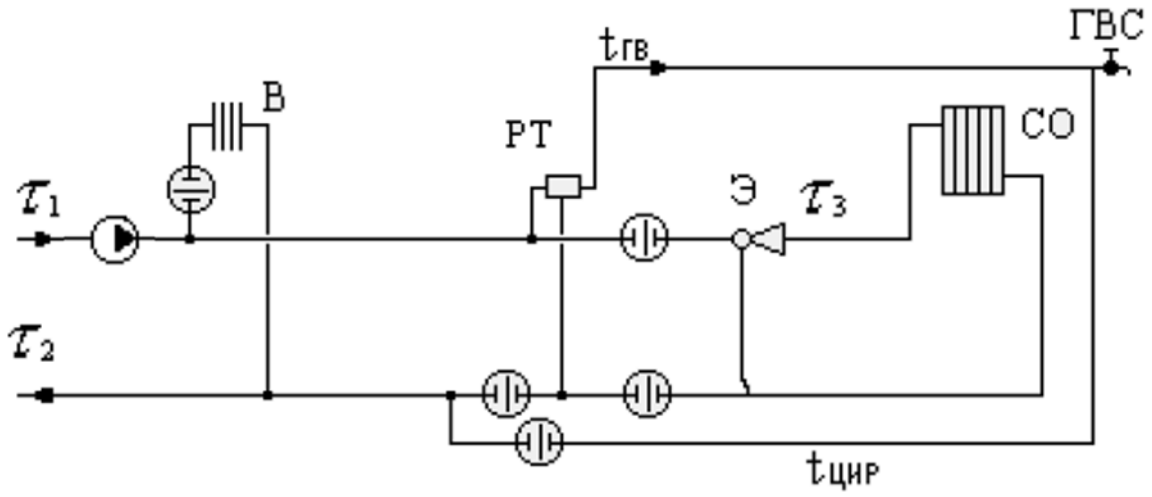


Рисунок 47 – Элеваторная схема присоединения потребителей

С начала 2014 года внедряются подключения детских садов и образовательных учреждений по схеме, представленной на рисунке 48.

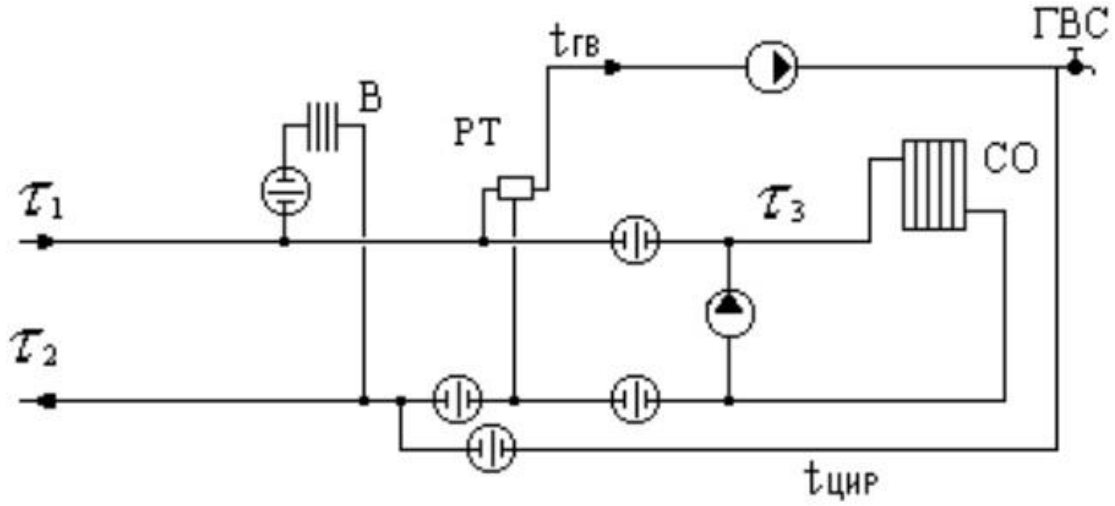


Рисунок 48 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО

От котельных «Роста» и «Абрам-Мыс» подключение потребителей осуществляется с помощью двухступенчатых подогревателей с непосредственным присоединением систем отопления, без использования элеваторов. Типовая схема подключения абонентов котельной «Роста» приведена на рисунке 49, котельной «Абрам-Мыс» – на рисунке 50.

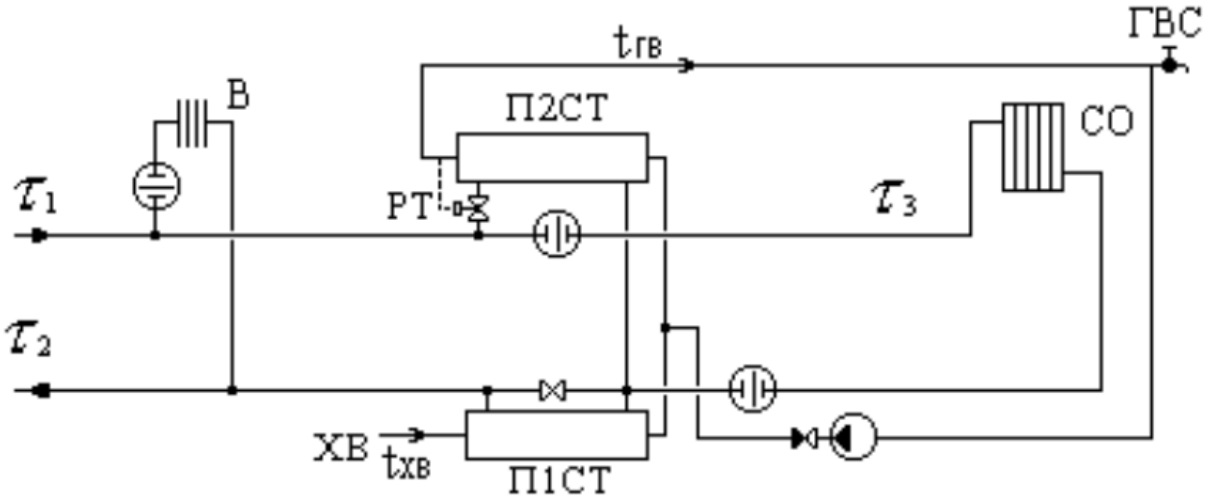


Рисунок 49 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления

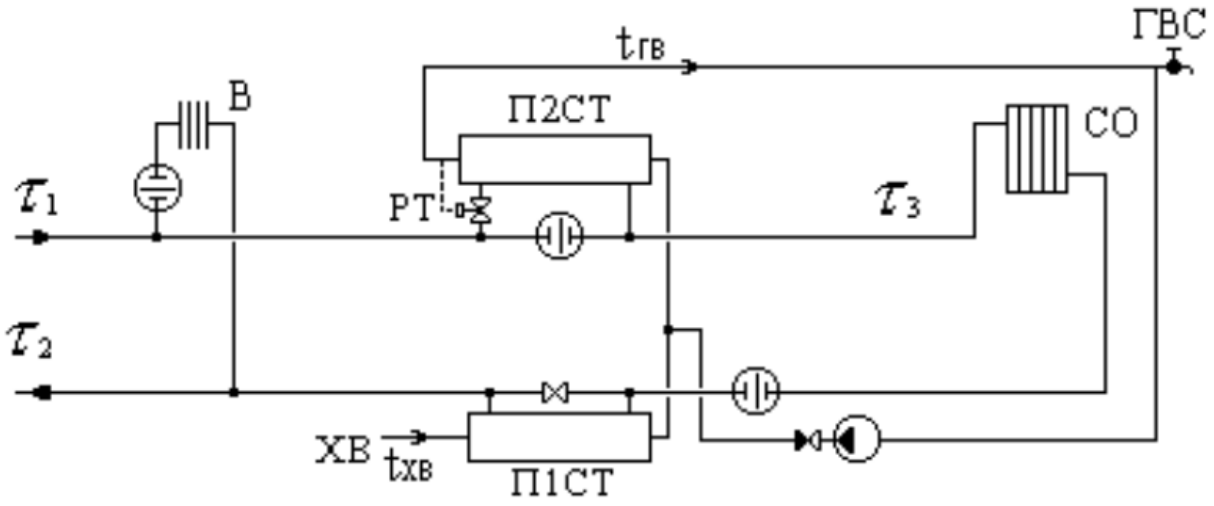


Рисунок 50 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления

Потребители источников тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ» подключены по закрытой двухступенчатой схеме присоединения ГВС. Подавляющее большинство потребителей подключено по зависимой схеме с элеваторным присоединением. Типовые схемы подключения приведены на рисунках ниже.

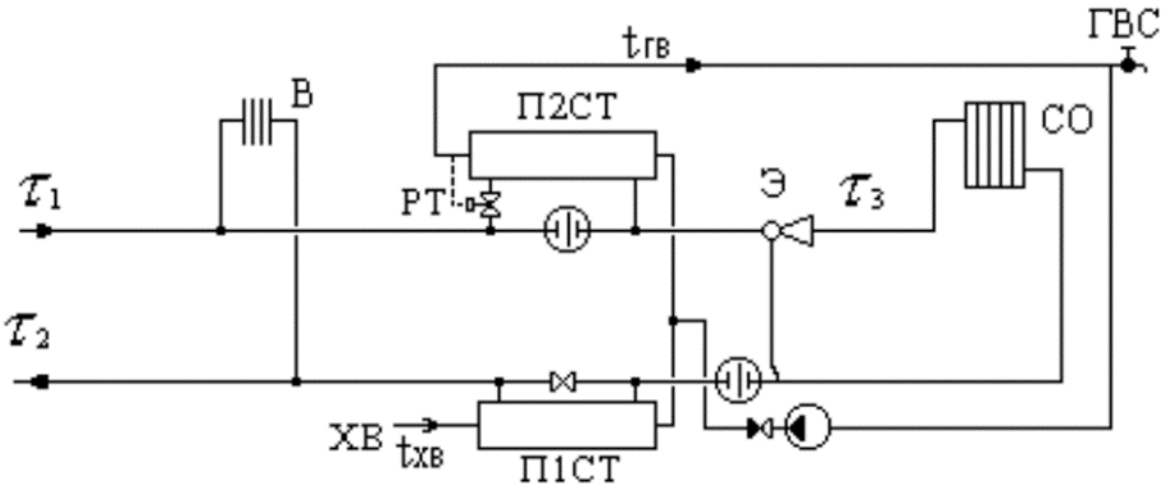


Рисунок 51 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

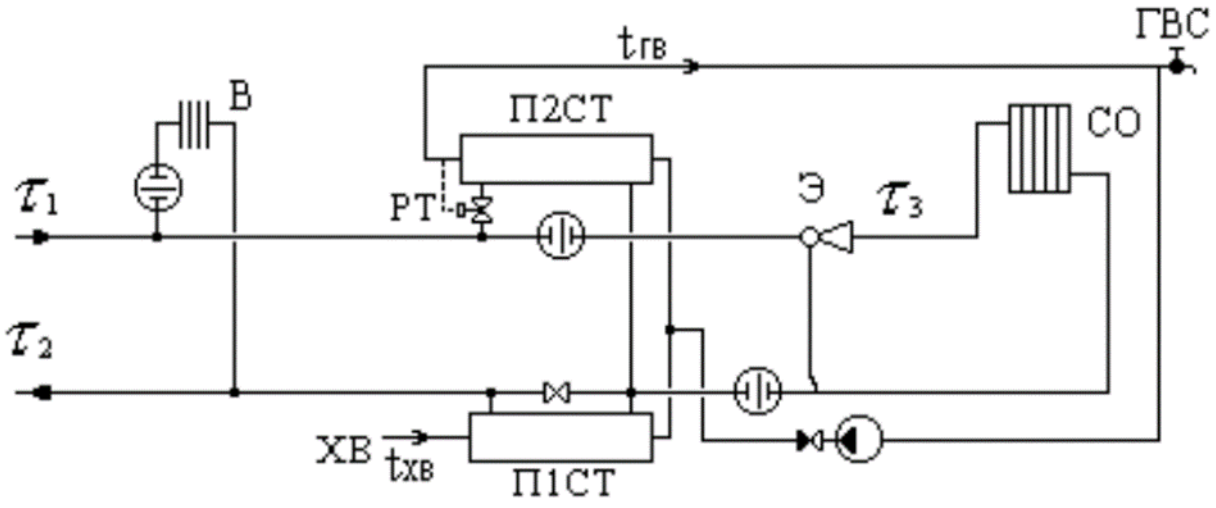


Рисунок 52 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

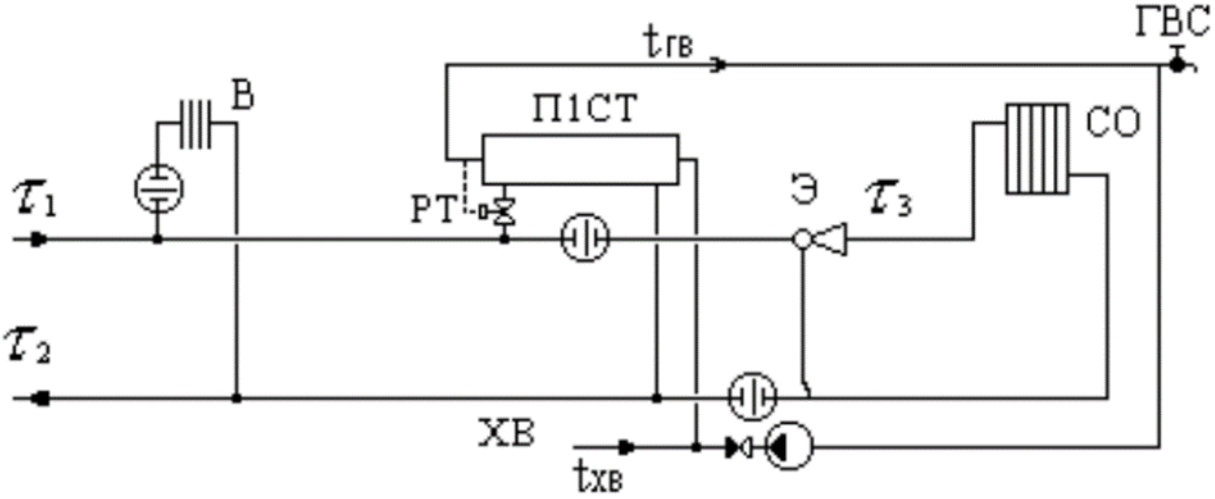


Рисунок 53 – Схема с параллельным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

Схема теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» - четырехтрубная, потребители тепловой энергии подключены по циркуляционной схеме подключения ГВС.

Потребители дизельной котельной ООО «ТЛК» присоединены по схеме с параллельным подключением подогревателя ГВС и непосредственным присоединением системы отопления.

1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ на собственников помещений в многоквартирных домах и собственников жилых домов возложена обязанность по установке приборов учета энергоресурсов.

В соответствии с Федеральным законом (в ред. от 18.07.2011) от 23.11.2009 № 261-ФЗ до 1 июля 2012 года собственники помещений в многоквартирных домах обязаны обеспечить установку приборов учета тепловой энергии.

С 1 января 2012 г. вводимые в эксплуатацию и реконструируемые многоквартирные жилые дома должны оснащаться индивидуальными теплосчётчиками в квартирах.

С момента принятия закона не допускается ввод в эксплуатацию зданий, строений, сооружений без оснащения их приборами учёта тепловой энергии.

Информация о наличии узлов учета тепловой энергии у потребителей представлена в таблицах ниже. На тепловых сетях от источников МУП «МУК» коммерческий учет тепловой энергии не ведется. На тепловых сетях АО «ММТП» установлены узлы учета тепловой энергии в количестве 4 шт.

Таблица 148 - Информация о наличии узлов учета тепловой энергии у потребителей АО «Мурманская ТЭЦ»

Название группы	Всего объектов	Всего приборов	Под учётом жилых	Под учётом прочих	Под учётом всего
АО «Мурманская ТЭЦ» в том числе:	2692	1000	402	807	1209
Мурманская ТЭЦ	1166	429	107	421	528
Южная котельная	975	321	162	247	409
-в том числе Кола	18	5	2	3	5
Восточная котельная	551	250	133	139	272

1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

В 2012 году Главным управлением МЧС России по Мурманской области на сетях АО «Мурманской ТЭЦ» и АО «МЭС» осуществлена установка датчиков, пульт управления и мониторинга установлен в Мурманском муниципальном бюджетном

учреждении «Единая дежурно-диспетчерская служба», а также на основных щитах указанных организаций. В настоящее время система не работает.

На тепловых сетях от дизельной котельной ООО «ТЛК» случаи аварии фиксируются потребителями и устраняются теплоснабжающей организацией.

На тепловых сетях от угольной котельной МУП «МУК» случаи аварии фиксируются потребителями и устраняются Мурманским муниципальным казенным учреждением «Управление капитального строительства» (ММКУ «УКС»).

На тепловых сетях АО «МЭС» установлены средства автоматизации и телемеханизации. Сообщение о возникших нарушениях функционирования системы теплоснабжения передается диспетчером дежурной бригаде.

1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Центральные тепловые пункты и насосные станции автоматизированы и не требуют ручного регулирования.

Список ЦТП и насосных станций, находящихся в эксплуатации у АО «МЭС» представлен в таблице 149.

Таблица 149 - ЦТП и НС, находящиеся в эксплуатации у АО «МЭС»

№ п/п	Администр. округ	Наименование объекта ЕГРН	Кадастровый №	Адрес	Примечания	График отпуска тепла
1	Мурманск / Первомайский	Помещение 1	51:20:0001010:1431	Мурманская обл., МО г. Мурманск, пр-кт Кольский, д.25а, пом. 1	Часть здания насосной станции 9 МКР пр. Кольский,25а	120/70
2	Мурманск / Первомайский	Помещение 1	51:20:0001055:157	Мурманская обл., МО г. Мурманск, ул. Фестивальная, 25а, пом 1	ЦТП	130/70
3	Мурманск / Первомайский	Насосная	51:20:0001152:89	Мурманская обл., МО г. Мурманск, ул. Генералова, д. 2а, пом.II	-	95/70
4	Мурманск / Первомайский	Здание центрального теплового пункта	51:20:0001303:833	Мурманская область, г. Мурманск, ул. Бондарная, д. 12а	-	95/70
5	Мурманск / Первомайский	Здание центрального теплового пункта	51:20:0001303:834	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Прибрежная ул, д.17 корп 1	-	95/70
6	Мурманск / Первомайский	Здание производственно-бытовое участка района №5	51:20:0001308:1408	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Шевченко ул, д 16	-	95/70
7	Мурманск / Первомайский	Помещения	51:20:0001308:1176	Мурманская обл.,МО г. Мурманск, ул. Шевченко д. 26а	Насосная	95/70
8	Мурманск / Первомайский	Помещение	51:20:0001152:123	Мурманская обл., МО г. Мурманск, ул. Генералова, д. 2/18, пом. III	Насосная	95/70
9	Мурманск / Первомайский	Здание бойлерной	51:20:0001010:93	Мурманская обл., МО г. Мурманск, пр-кт Кирова, д. 31 б	-	95/70
10	Мурманск / Первомайский	Здание ЦТП	51:20:0001141:548	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Марата ул, д 22а	-	120/70

№ п/п	Администр. округ	Наименование объекта ЕГРН	Кадастровый №	Адрес	Примечания	График отпуска тепла
11	Мурманск / Октябрьский	Здание центрального теплового пункта, 2а кв.	51:20:0002015:2377	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Академика Павлова ул, д 12	-	95/70
12	Мурманск / Октябрьский	Часть строения - теплоцентр	51:20:0002015:219	Мурманская обл., МО г. Мурманск, ул. Павлова, д. 12	-	95/70
13	Мурманск / Октябрьский	Здание ЦТП, 34 кв.	51:20:0002033:1375	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Октябрьская ул, д.2б	-	95/70
14	Мурманск / Октябрьский	Часть здания ЦТП, 49 кв.	51:20:0002049:705	Мурманская область, г. Мурманск, ул. Карла Либкнехта, д. 15 Б	-	95/70
15	Мурманск / Октябрьский	Здание бойлерной ЦТП, 2 кв.	51:20:0002070:7829	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Академика Книповича ул, д 40а	-	95/70
16	Мурманск / Октябрьский	Здание ЦТП №2, 406 мкр.	51:20:0002403:2342	Мурманская область, г. Мурманск, ул. Скальная, д.26а	-	120/70
17	Мурманск / Октябрьский	Здание ЦТП №5, 406 мкр.	51:20:0002406:3060	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Верхне-Ростинское шоссе, д 9а	-	120/70
18	Мурманск / Октябрьский	Здание ЦТП № 3, 404 мкр.	51:20:0002404:2321	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г. Старостина ул, д.79а	-	120/70
19	Мурманск / Октябрьский	Здание ЦТП №1, 403 мкр.	51:20:0002403:2343	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Скальная ул. д. 2а	-	120/70
20	Мурманск / Октябрьский	Здание ЦТП №4, 406 мкр.	51:20:0002402:3873	Мурманская область, г. Мурманск, ул. Георгия Седова, д. 22а	-	120/70
21	Мурманск / Октябрьский	Здание ЦТП	51:20:0002013:1553	Мурманская обл, Городской округ город Мурманск, Мурманск г, Чапаева ул, д 10 б	-	95/70
22	Мурманск / Ленинский	Здание элеваторного узла, ул. Капустина, 5а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Капустина, 5а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	95/70
23	Мурманск / Ленинский	Здание ЦТП, 202 кв.., ул. Калинина, 77а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Калинина, 77а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	
24	Мурманск / Ленинский	ЦТП № 4, 171 кв.., ул. Павлика Морозова, 4б	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Павлика Морозова, 4б	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
25	Мурманск / Ленинский	Помещение. Часть здания ЦТП № 1, 203 кв., ул. Аскольдовцев, 30а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Аскольдовцев, 30а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
26	Мурманск / Ленинский	Здание ЦТП №5, 175 кв.., ул. Свердлова, 17а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Свердлова, 17а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
27	Мурманск / Ленинский	Помещения. Часть здания бойлерной на территории психо - неврологического диспансера, ул. Лобова, 14а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Лобова, 14а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
28	Мурманск / Ленинский	Здание насосной станции 62 кв., ул.Гер. Североморцев, 8а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул.Гер. Североморцев, 8а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	95/70
29	Мурманск / Ленинский	Здание насосной станции 204 микрорайона, ул. С. Ковалева, 20а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. С. Ковалева, 20а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
30	Мурманск / Ленинский	Здание тепловой насосной станции, ул. Сафонова, 6а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Сафонова, 6а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
31	Мурманск / Ленинский	Здание насосной станции №2, ул.	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Ч.-Лучинского, 5а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70

№ п/п	Администр. округ	Наименование объекта ЕГРН	Кадастровый №	Адрес	Примечания	График отпуска тепла
		Ч.-Лучинского, 5а				
32	Мурманск / Ленинский	Здание насосной станции №1, ул Свердлова, 45а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул Свердлова, 45а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
33	Мурманск / Ленинский	Помещение. Часть здания насосной № 4, ул. Миронова, 3а	51:20:0002021:2863	г. Мурманск , ул. Миронова, 3а	В составе сооружения КН 51:20:0002021:2863	120/70
34	Мурманск / Ленинский	Помещения	51:20:0003172:363	Мурманская обл.,МО г. Мурманск, ул. Калинина, д. 33	ЦТП	120/70

На балансе АО «Мурманская ТЭЦ» находится 9 насосных станций, одна из которых в резерве.

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Защита тепловых сетей от превышения давления осуществляется на теплоисточниках путем установки предохранительных клапанов, расширительных баков-экспанзоматов открытого и закрытого типа, а также защитных перемычек с обратными клапанами между коллекторами сетевых насосов.

Установленное оборудование удовлетворяет требованиям СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» и СП 89.13330.2012 «Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76».

1.3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

В настоящее время, на учет в качестве бесхозяйной недвижимой вещи (бесхозяйные тепловые сети) в Управлении Росреестра по Мурманской области 15.02.2024 поставлен один участок тепловой сети:

- участок сети теплоснабжения, проходящий транзитом по подвалу дома 9 по переулку Арктическому и до наружной стены дома 4 по улице Ушакова в городе Мурманске, кадастровый номер 51:20:0003003:1563. Постановлением Администрации города Мурманска №4324 от 08.12.2023 г. АО «Мурманэнергосбыт» определена в качестве теплосетевой организации, тепловая сеть которой технологически соединена с бесхозяйным участком тепловой сети, и как единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения, в которою входит указанный бесхозяйный участок тепловой

сети, и которая осуществляет эксплуатацию указанного бесхозяйного участка тепловой сети.

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.

1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Сведения об энергетических характеристиках тепловых сетей отсутствуют.

1.4. Зоны действия источников тепловой энергии

На территории муниципального образования города Мурманска теплоснабжение осуществляется от 14 источников тепловой энергии:

- **Мурманская ТЭЦ** располагается по адресу г. Мурманск, ул. Шмидта, сооружение 14, снабжает тепловой энергией потребителей всех трех округов;
- **Южная котельная** располагается по адресу г. Мурманск, ул. Фадеев Ручей, сооружение 7, обеспечивает тепловой энергией потребителей Первомайского округа;
- **Восточная котельная** расположена по адресу г. Мурманск, ул. Домостроительная, сооружение 24, и является источником тепловой энергии для Ленинского и Октябрьского округов;
- **Котельная «Северная»** расположена по адресу: г. Мурманск, ул. Промышленная, 15 и снабжает тепловой энергией потребителей Ленинского округа и промышленной зоны;
- **Котельная «Роста»** располагается по адресу: г. Мурманск, ул. Лобова, 75, снабжает тепловой энергией потребителей района Роста Ленинского округа;
- **Котельная «Абрам-Мыс»** расположена по адресу: г. Мурманск, ул. Судоремонтная, 15, снабжает тепловой энергией потребителей района Абрам-Мыс Первомайского округа;
- **Котельная ТЦ «Росляково – 1» и котельная ТЦ «Росляково Южное»** обеспечивают тепловой энергией потребителей района Росляково, где и расположены;
- **Котельная «Фестивальная»** располагается по адресу ул. Фестивальная, д. 10 и обеспечивает теплом потребителей по ул. Фестивальная, ул. Подгорная, ул. Пригородная;
- **Угольная котельная** и **дизельная котельная** снабжают тепловой энергией район Дровяное, где и расположены;
- **Завод ТО ТБО** поставляет пар на Восточную котельную АО «Мурманская ТЭЦ»;
- **Котельная АО «ММТП»** осуществляет поставку тепловой энергии всем субабонентам на территории АО «ММТП», а также в здание Мурманского морского вокзала, теплоснабжение жилищного фонда от данного источника не осуществляется;
- **Котельная № 22 в/г № 6,** расположенная по адресу п. Росляково, ул. Мохнаткина Пахта, обеспечивает тепловой энергией объектов Министерства

обороны Российской Федерации и потребителей ж/д № 1 и № 6 по ул. Мохнаткина Пахта.

Зоны действия вышеперечисленных источников тепловой энергии отражены в приложении К.

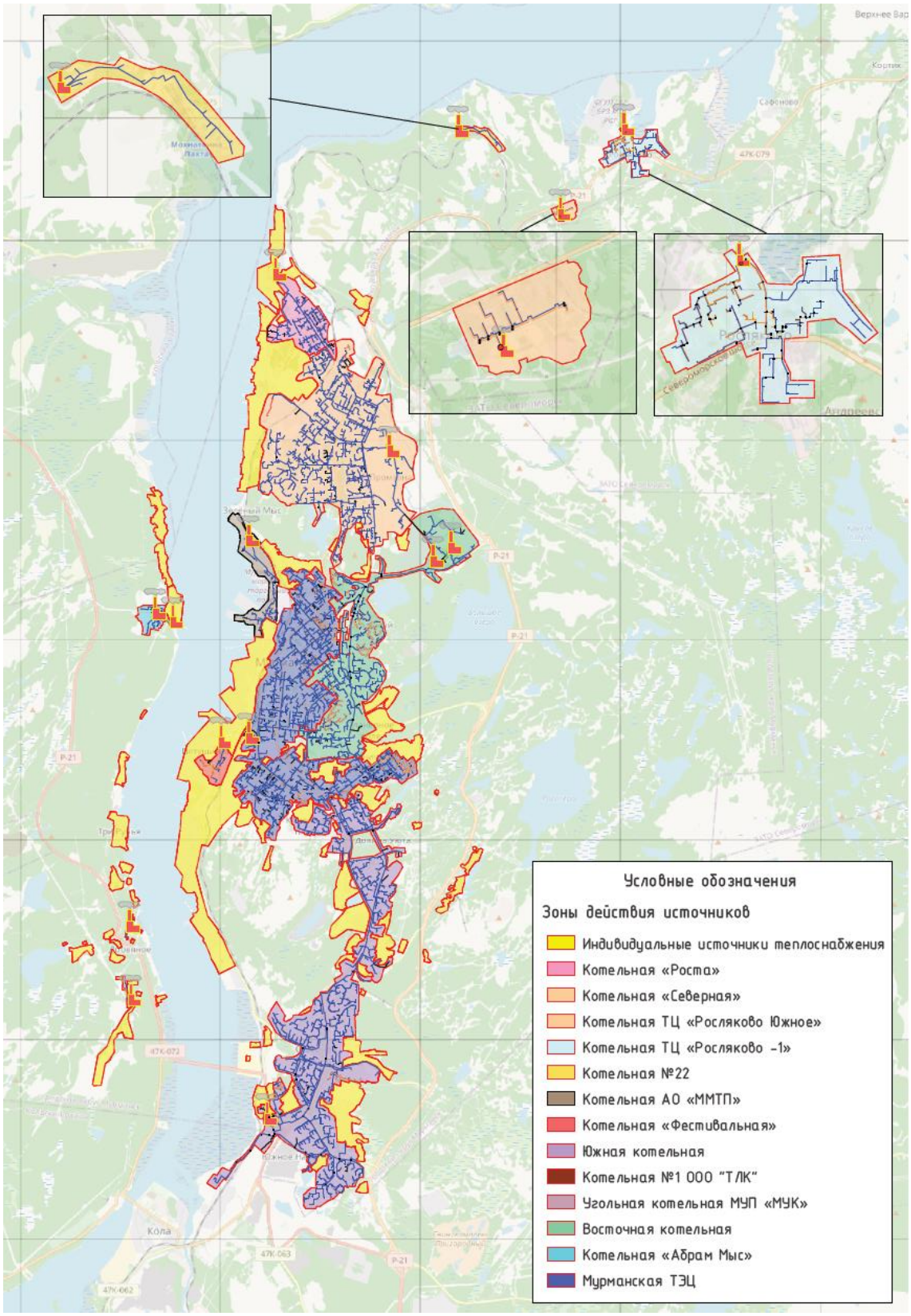


Рисунок 54. Зоны действия источников тепловой энергии г. Мурманск

1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

Для оценки фактического состояния схемы теплоснабжения г. Мурманск определен коэффициент перевода договорных нагрузок в фактические. Для этого был проведен анализ фактических полезных отпусков тепловой энергии по каждому источнику централизованного теплоснабжения за 2020-2024 гг. Длительность отопительного сезона, средние температуры наружного воздуха и исходной воды были приняты согласно данным теплоснабжающих организаций г. Мурманска.

Согласно предоставленным данным, продолжительность отопительного периода в 2024 году составила 254 день (6088 ч). Среднемесячные температуры наружного воздуха представлены в таблице 150.

Таблица 150 – Среднемесячные температуры наружного воздуха

Период	Температура наружного воздуха				
	2020	2021	2022	2023	2024
январь	-8,7	-11,1	-8	-5,3	-10,6
февраль	-5,8	-12,9	-7,6	-6,8	-9,1
март	-3,8	-4,4	-2,9	-7,6	-3,2
апрель	-1	1,8	-0,3	0,9	-2,8
май	5	3,6	4,8	8,6	4,4
июнь	10,7	11,05	11,6	10,2	12,5
июль	15,7	14,8	15,9	12,8	16,6
август	11,7	11,8	14,8	14,3	15,7
сентябрь	8,6	6,1	7,5	10,3	11,6
октябрь	3	2	3,5	0	3,6
ноябрь	0,2	-5,5	-2,1	-6,8	-1,6
декабрь	-5,4	-9,2	-7,3	-10,2	-8,1

Расчетная температура воздуха внутри помещений принята +20 ºС.

Расчетная температура наружного воздуха, согласно СП 131.133330.2020, составляет -28 ºС.

В качестве элементов территориального деления приняты административные округа г. Мурманска. Город разделен на три округа: Первомайский, Октябрьский и Ленинский.

Значение потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха приведено в таблице 151 и на рисунке 55.

Таблица 151 – Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

Наименование района	Всего	Жилые здания	Общественные	Прочие	Промышленные
	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
Всего	721,09	511,66	186,00	3,72	19,71
Первомайский	246,13	185,25	52,28	0,05	8,56
Октябрьский	288,17	192,43	95,73	0,00	0,00
Ленинский	186,79	133,97	37,99	3,67	11,16

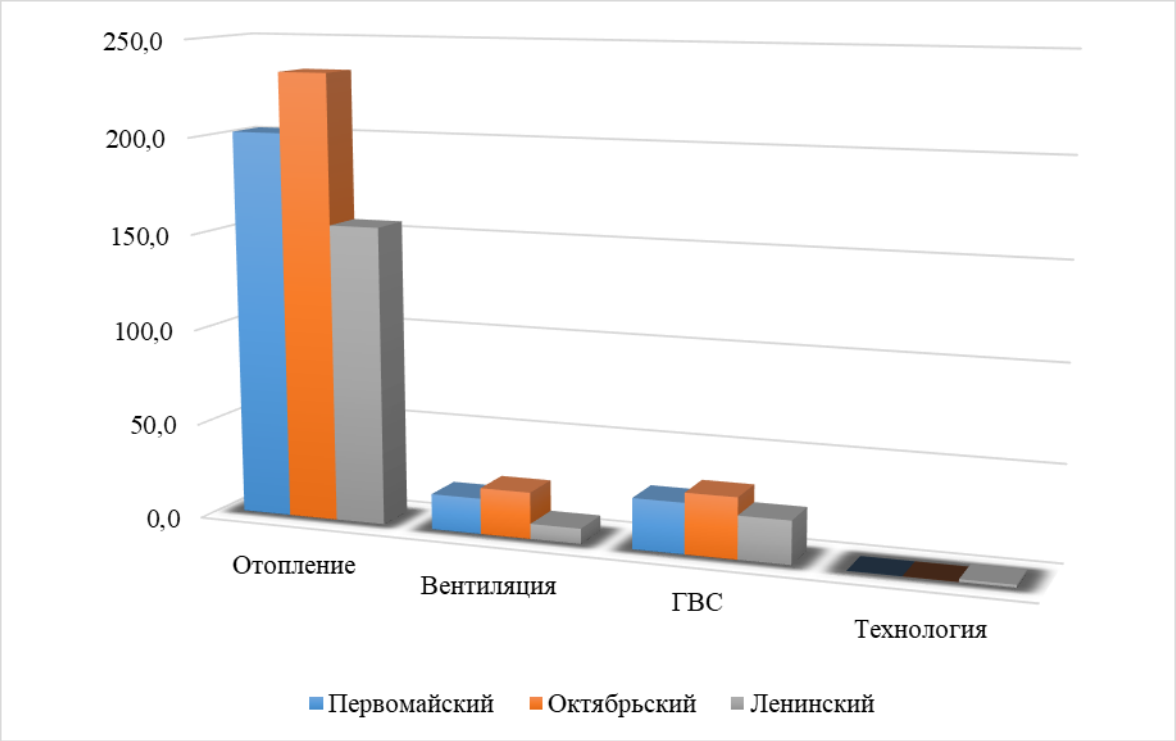


Рисунок 55. Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

Потребители с наибольшей тепловой нагрузкой сосредоточены в Октябрьском округе. Данный округ – наименьший по площади, что позволяет сделать вывод, что в Октябрьском округ – зона с наибольшей плотностью тепловых нагрузок.

К Южной котельной подключены потребители тепловой энергии г. Кола, находящегося за границами г. Мурманска. Суммарная подключенная нагрузка составляет 2,823 Гкал/час.

Тепловая нагрузка котельной АО «Завод ТО ТБО» не включена в сведения о потреблении тепловой энергии на территории г. Мурманска, так как тепловая энергия, вырабатываемая на заводе, передается на Восточную котельную и реализуется потребителям Восточной котельной, таким образом, данная нагрузка учтена в реестре нагрузок АО «Мурманская ТЭЦ».

После 1990 года на территории г. Мурманска наблюдается тенденция по снижению потребности в тепловой энергии в паре на технологические нужды, что связано с закрытием ряда промышленных предприятий и перепрофилированием производственной зоны.

1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Значение расчетной тепловой нагрузки определяется на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период базового года, приведенной к расчетной температуре наружного воздуха.

Фактический отпуск тепловой энергии от источников г. Мурманск за 2024 год представлен в таблице 152.

Таблица 152. Значение полезного отпуска тепловой энергии в 2024 году

№ п/п	Источник	Производство тепловой энергии, Гкал	Расход тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал	Потери тепловой энергии в тепловых сетях, Гкал	Полезный отпуск тепловой энергии, Гкал
1	Мурманская ТЭЦ	754664,00	90267,00	74767,45	589629,55
2	Южная котельная	907065,00	66436,00	84455,72	756173,28
3	Восточная котельная	533381,00	47528,88	52848,55	440435,45
4	Котельная «Северная»	610445,00	47550,00	56895,00	506000,00
5	Котельная «Роста»	104896,00	8727,00	14369,00	81800,00
6	Котельная «Абрам-Мыс»	14030,00	1371,00	1847,00	10812,00
7	Котельная ТЦ «Росляково -1»	80294,00	4094,00	8898,00	67302,00
8	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	8309,00	293,00	1060,00	6956,00
9	Котельная «Фестивальная»	10920,00	550,00	1114,00	9256,00
10	Угольная котельная МУП «МУК»	3794,58	72,10	-	3722,48
11	Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	1 350,1	45,65	246,7	1 057,7
12	Котельная АО «ММТП»	20392,73	1270,98	2278,16	15436,61
13	Котельная №22*	11851,45	656,15	759,93	10435,38
14	Завод ТО ТБО	-	-	-	7431,88

На основе отчетных данных, представленных в таблице выше, были получены значения расчетной тепловой нагрузки на коллекторах источников.

Таблица 153 - Значение полезного отпуска и расчетное значение тепловых нагрузок по источникам в 2024 году

№ п/п	Источник	Полезный отпуск тепловой энергии в 2024 году, Гкал	Расчетная нагрузка на отопление/ вентиляцию, Гкал/ч	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Потери тепловой энергии, Гкал/ч	Суммарная нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч
1	Мурманская ТЭЦ	589 629,55	156,586	17,177	22,03	195,797
2	Южная котельная	756 173,28	187,205	27,079	23,93	238,217
3	Восточная котельная	440 435,45	110,580	14,820	15,05	140,446
4	Котельная «Северная»	506 000,00	130,736	15,771	16,47	162,980
5	Котельная «Роста»	81 800,00	21,763	2,309	4,23	28,300
6	Котельная «Абрам-Мыс»	10 812,00	2,822	0,321	0,54	3,680
7	Котельная ТЦ «Росляково -1»	67 302,00	17,458	2,062	2,58	22,101
8	Котельная ТЦ «Росляково Южная»	6 956,00	1,796	0,229	0,31	2,334
9	Котельная «Фестивальная»	9 256,00	2,543	0,234	0,33	3,112
10	Угольная котельная МУП «МУК»	3 722,48	0,827	0,162	0,00	0,989
11	Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	1 057,70	0,770	0,084	0,20	1,054
12	Котельная АО «ММТП»	15 436,61	3,667	0,586	0,63	4,881
13	Котельная №22	10 435,38	3,464	0,040	0,26	3,759

Тепловая нагрузка АО «Завод ТО ТБО» не включена в итоговые значения потребления тепловой энергии на территории г. Мурманска при расчетных температурах наружного воздуха, так как тепловая энергия, вырабатываемая на заводе, передается на Восточную котельную и реализуется потребителям Восточной котельной. Таким образом, данная нагрузка учтена в реестре нагрузок источника АО «Мурманская ТЭЦ».

1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Применение поквартирного отопления на территории города не распространено. Перевод встроенных помещений в домах, отопление которых осуществляется централизованно, на поквартирные источники тепловой энергии, прямо запрещается ФЗ №190 «О теплоснабжении». Расширение опыта перевода многоквартирных жилых

домов на использование поквартирных источников не ожидается.

Однако, в г. Мурманске имеется ряд многоквартирных домов с применением индивидуального поквартирного отопления с электрообогревателями. Перечень объектов с индивидуальным поквартирным электрообогревом представлен ниже:

1. г. Мурманск, ул. Самойловой, д. 8, кв. 19;
2. г. Мурманск, ул. Самойловой, д. 8, кв. 27;
3. г. Мурманск, ул. Самойловой, д. 8, кв. 41;
4. г. Мурманск, ул. Софьи Перовской, д. 10, кв. 11;
5. г. Мурманск, ул. Софьи Перовской, д. 10, кв. 12;
6. г. Мурманск, ул. Шмидта, д. 45, кв. 42;
7. г. Мурманск, ул. Володарского, д. 13, кв. 8;
8. г. Мурманск, ул. Горького, 2/12;
9. г. Мурманск, ул. Гарнизонная, 20;
10. г. Мурманск, ул. Гарнизонная 22;
11. г. Мурманск, ул. Траловая 2;
12. г. Мурманск, ул. Старостина, 47;
13. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Заводская, д. 9, кв. 28;
14. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Заводская, д. 9, кв. 46;
15. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Заводская, д. 9, кв. 47;
16. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Зеленая, д.7, кв. 1;
17. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Молодежная, д.19, кв. 78;
18. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Приморская, д. 13, кв. 34;
19. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Приморская, д. 19, кв. 22;
20. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Приморская, д. 19, кв. 66;
21. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Приморская, д. 7, кв. 27;
22. г. Мурманск, ж.р. Росляково, ул. Советская, д. 2, кв. 30.

Также у двух многоквартирных домов используется газовое и печное отопление:

23. г. Мурманск, ул. Сосновый, 10 (газовое отопление);
24. г. Мурманск, ул. Челюскинцев, 21Б (печное отопление).

Перечень нежилых помещении с индивидуальным отоплением представлен в таблице ниже.

Таблица 154 - Нежилые помещении с индивидуальным отоплением

Котельная	Улица
Росляково	Молодежная, 12
Роста	Лобова, 49/17
Роста	Ушакова, 4
Роста	Арктический, 9
Роста	Лобова, 43/1
Роста	Лобова, 43/2
Роста	Сафонова, 47
Северная	пр. Героев-Североморцев, д. 5/3
Северная	ул. Гагарина, д. 19
Северная	ул. Подстаницкого, д. 16
Северная	ул. Свердлова, д. 16/9
Северная	ул. Подстаницкого, д. 20
Северная	ул. Подстаницкого, д. 20А
Северная	пр. Героев-Североморцев, д. 5/1
Северная	ул. Чумбарова-Лучинского, д. 24
Северная	пр. Героев-Североморцев, д. 73
Северная	ул. Ушакова, д. 5/1
Северная	ул. Ушакова, д. 5/2
Северная	ул. Ушакова, д. 7/2

1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Ввиду отсутствия значений фактического потребления тепловой энергии абонентами в каждом расчетном элементе территориального деления, величина потребления тепловой энергии за отопительный период и за год в целом определена в разрезе источников МО и представлена таблице 155.

Таблица 155 – Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом

Наименование	Ед. измерения	Потребление тепловой энергии за отопительный период, Гкал	Годовое потребление тепловой энергии, Гкал
Мурманская ТЭЦ	Гкал	553 753,69	589 629,55
Южная котельная	Гкал	699 405,05	756 173,28
Восточная котельная*	Гкал	408 589,29	440 435,45
Котельная «Северная»	Гкал	471 902,19	506 000,00
Котельная «Роста»	Гкал	76 782,09	81 800,00
Котельная «Абрам Мыс»	Гкал	10 105,70	10 812,00
Котельная ТЦ «Росляково -1»	Гкал	62 813,10	67 302,00
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	Гкал	6 457,71	6 956,00
Котельная «Фестивальная»	Гкал	8 749,09	9 256,00
Угольная котельная МУП «МУК»	Гкал	3 368,13	3 722,48
Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	Гкал	1 000,14	1 057,70
Котельная АО «ММТП»	Гкал	14 155,74	15 436,61
Котельная №22	Гкал	10 347,93	10 435,38

*Значение потребления тепловой энергии от АО «Завод ТО ТБО» учтено в потреблении тепловой энергии на Восточной котельной

1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

В соответствии с «Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг (утв. постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. N 306)(в редакции постановления Правительства РФ от 28 марта 2012 г. N 258)», которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. При определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

- в отношении горячего водоснабжения - этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (открытая, закрытая);
- в отношении отопления - материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем.

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются следующие показатели:

в отношении горячего водоснабжения:

- в жилых помещениях - куб. метр на 1 человека;
- на общедомовые нужды - куб. метр на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме;

в отношении отопления:

- в жилых помещениях - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;

– на общедомовые нужды - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме.

Нормативы потребления коммунальных услуг определяются с применением метода аналогов либо расчетного метода с использованием формул согласно приложению к Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг.

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению утверждены Приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области №139 от 23 сентября 2015 года «О внесении изменений в приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области от 11.03.2013 №34».

Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление в г. Мурманске представлены в таблице 156.

Таблица 156 – Нормативы потребления коммунальной услуги на отопление для населения города Мурманска

Этажность многоквартирного (жилого) дома	**Норматив потребления, Гкал на 1 кв. м общей площади жилого помещения в месяц**		
	Материал стен		
	Камень, кирпич	Панель, блок	Дерево, смешанные и др. материалы
Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно			
1-3	0,03361	0,03503	0,03503
4-6	0,03004	0,02892	-
7 и более	0,03319	0,03126	-
Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки			
1-3	-	-	0,01862
4-6	0,01656	-	-
7 и более	0,01370	0,01496	-

Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению утверждены Приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области № 106 от 1 июля 2016 года «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг (по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению)» (с изменениями на 22 июня 2018 года).

Существующие нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению для населения в жилых помещениях на территории г. Мурманска представлены в таблице 157.

Таблица 157 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению для населения города Мурманска

№ п/п	Категория жилых помещений	Норматив, куб. метр в месяц на человека
1	Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	3,2
2	Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	3,25
3	Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	3,31
4	Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	1,69
5	Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	2,64
6	Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	-
7	Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	-
8	Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	-
9	Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами без душа	-
10	Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами	-
11	Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей <*>, с водопроводом и канализацией, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	-
12	Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей <*>, с холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами и мойками	-
13	Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, без водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами, ваннами, душами	-
14	Многоквартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, без водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами	-
15	Многоквартирные и жилые дома с водоразборной колонкой	-
16	Дома, использующиеся в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами, с душевыми с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	1,92
17	Многоквартирные и жилые дома без водонагревателей <*>, с холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	-
18	Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками	1,25
19	Дома, использующиеся в качестве общежитий, оборудованные мойками, раковинами, унитазами с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением	0,97
20	Многоквартирные дома и жилые дома с горячим и холодным водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем, находящиеся по следующим адресам: г. Мурманск: ул. Г.-Североморцев, д. 5; ул. Гагарина, д. 1; ул. Заречная, д. 6; пр-т Кольский, д. 8; пр-т Кольский, д. 10; пр-т Кольский, д. 128; ул. Полярные Зори, д. 11; ул. Пономарева, д. 14; ул. Сафонова, д. 19; ул. Сафонова, д. 21.	1,97

№ п/п	Категория жилых помещений	Норматив, куб. метр в месяц на человека
Нормативы потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению на общедомовые нужды		
Категория жилых помещений	**Этажность**	**Норматив, куб. метр в месяц на кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме**
Многоквартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением.	от 1 до 3	0,015
	от 4 до 5	0,03
	от 6 до 9	0,027
	от 10 до 16	0,023

* водонагреватели индивидуальные квартирного типа, оснащенные в соответствии с проектами многоквартирного дома и/или техническим паспортом многоквартирного дома

Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению утверждены приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области №285 от 22 декабря 2017 года «Об утверждении нормативов расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению» и вступили в силу с 1 января 2020 года в соответствии с приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области №127 от 14 июня 2019 года «О внесении изменений в приказ Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Мурманской области от 22.12.2017 №285».

Существующие нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в г. Мурманске представлены в таблице 158.

Таблица 158 – Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в г. Мурманске

Система горячего водоснабжения	С наружной сетью горячего водоснабжения, Гкал/куб.м	Без наружной сети горячего водоснабжения, Гкал/куб.м
С изолированными стояками:		
С полотенцесушителями	0,064	0,0615
Без полотенцесушителей	0,0589	0,0563
С неизолированными стояками:		
С полотенцесушителями	0,0691	0,0666
Без полотенцесушителей	0,064	0,0615

1.5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

В таблице 159 представлено сравнение договорной и расчетной тепловой нагрузки, полученной путем пересчета потребления тепловой энергии в 2024 году на расчетную температуру наружного воздуха.

Таблица 159 - Договорные и расчетные тепловые нагрузки

Источник	Присоединенная тепловая нагрузка	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок	
				Гкал/ч	%
Мурманская ТЭЦ	**Всего**	**281,977**	**173,76**	**108,213**	**61,62%**
	Отопление, вентиляция	252,27	156,59	95,685	**62,07%**
	ГВС	29,70	17,18	12,528	**57,83%**
Южная котельная	**Всего**	**305,97**	**214,28**	**91,684**	**70,03%**
	Отопление, вентиляция	264,71	187,20	77,508	**70,72%**
	ГВС	41,25	27,08	14,175	**65,64%**
Восточная котельная	**Всего**	**166,51**	**125,399**	**41,109**	**75,31%**
	Отопление, вентиляция	145,04	110,580	34,461	**76,24%**
	ГВС	21,47	14,820	6,648	**69,03%**
Котельная «Северная»	**Всего**	**189,841**	**146,507**	**43,335**	**77,17%**
	Отопление, вентиляция	167,319	130,736	36,584	**78,14%**
	ГВС	22,522	15,771	6,751	**70,03%**
Котельная «Роста	**Всего**	**27,901**	**24,072**	**3,829**	**86,28%**
	Отопление, вентиляция	24,927	21,763	3,164	**87,31%**
	ГВС	2,974	2,309	0,665	**77,65%**
Котельная «Абрам Мыс»	**Всего**	**3,756**	**3,143**	**0,613**	**83,68%**
	Отопление, вентиляция	3,325	2,822	0,503	**84,87%**
	ГВС	0,431	0,321	0,110	**74,54%**
Котельная ТЦ «Росляково -1»	**Всего**	**19,417**	**19,520**	**-0,103**	**100,53%**
	Отопление, вентиляция	17,136	17,458	-0,322	**101,88%**
	ГВС	2,281	2,062	0,219	**90,39%**
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	**Всего**	**2,167**	**2,025**	**0,142**	**93,47%**
	Отопление, вентиляция	1,890	1,796	0,094	**95,03%**
	ГВС	0,277	0,229	0,048	**82,80%**
Котельная «Фестивальная»	**Всего**	**3,411**	**2,777**	**0,633**	**81,43%**
	Отопление, вентиляция	3,090	2,543	0,547	**82,29%**
	ГВС	0,321	0,234	0,086	**73,15%**
Угольная котельная МУП «МУК»	**Всего**	**0,928**	**0,989**	-0,061	**106,58%**
	Отопление, вентиляция	0,770	0,827	-0,057	**107,35%**
	ГВС	0,158	0,162	-0,004	**102,83%**

Источник	Присоединенная тепловая нагрузка	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок	
				Гкал/ч	%
Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	**Всего**	**0,828**	**0,854**	-0,026	**103,16%**
	Отопление, вентиляция	0,726	0,770	-0,044	**106,01%**
	ГВС	0,102	0,084	0,017	**82,87%**
Котельная АО «ММТП»	**Всего**	**14,034**	**4,254**	9,780	**30,31%**
	Отопление, вентиляция	11,960	3,667	8,293	**30,66%**
	ГВС	2,074	0,586	1,488	**28,27%**
Котельная №22	**Всего**	**2,827**	**3,504**	**-0,677**	**123,93%**
	Отопление, вентиляция	2,792	3,464	-0,672	**124,05%**
	ГВС	0,035	0,040	-0,005	**114,38%**

Как видно из таблицы выше, по источникам, в большей мере, наблюдается следующая тенденция - значение договорной отопительной и нагрузки ГВС превышает расчетную на источниках:

- АО «Мурманская ТЭЦ» - от 24,69% (Восточная котельная) до 38,38% (Мурманская ТЭЦ);

- АО «МЭС» - от 6,53 % (котельная ТЦ «Росляково Южная») до 22,83% (котельная «Северная»);

- АО «ММТП – 69,69%.

И лишь на источниках МУП «МУК», ООО «ТЛК», АО «МЭС» (котельная ТЦ «Росляково-1») и ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) имеется превышение фактической нагрузки над договорной, что может быть вызвано гидравлической разрегулированностью системы и неэффективной работой оборудования источников.

В целом по МО, превышение договорной по нагрузки над фактической составляет 298,47 Гкал/ч или 29,27 %.

Полученные значения расчетной тепловой нагрузки, не превышающей договорную, будут использованы при формировании тепловых балансов в последующих главах; для источников МУП «МУК», ООО «ТЛК» и ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) будут использованы договорные нагрузки.

1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

1.6.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Балансы тепловой мощности и фактической (расчетной) тепловой нагрузки источников теплоснабжения за 2024 г. представлены в таблице 160. В качестве фактической (расчетной) тепловой нагрузки используется тепловая нагрузка, определенная на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период по узлам учета тепловой энергии на котельных РСО.

Таблица 160 – Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки источников теплоснабжения

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Мурманская ТЭЦ		
Установленная мощность	Гкал/час	286,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	286,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	34,21
то же в %	%	11,96
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	251,79
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	22,03
то же в %	%	11,25
Потери в тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ»	Гкал/час	9,88
то же в %	%	5,04
Потери в тепловых сетях АО «МЭС»	Гкал/час	12,16
то же в %	%	6,21
Присоединенная (договорная) нагрузка	Гкал/час	281,98
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-52,22
	%	-20,74
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	173,76
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	165,8
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-30,01
	%	-18,10
Южная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	461,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	461,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	33,76
то же в %	%	7,32
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	427,24
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	23,93
то же в %	%	10,047
Потери в тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ»	Гкал/час	11,99
то же в %	%	5,03
Потери в тепловых сетях АО «МЭС»	Гкал/час	11,95
то же в %	%	5,02
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	214,28
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	327,24

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	89,02
	%	27,20
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	305,97
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (по договорной нагрузке)	Гкал/час	329,90
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (по договорной нагрузке)	Гкал/час	327,2
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-2,67
	%	-0,81
Восточная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	390,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	390,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	34,75
то же в %	%	8,91
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	355,2
Тепловая мощность, получаемая от АО «Завод ТО ТБО»	Гкал/час	15,41
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	15,05
то же в %	%	10,71
Потери в тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ»	Гкал/час	6,12
то же в %	%	4,360
Потери в тепловых сетях АО «МЭС»	Гкал/час	8,92
то же в %	%	6,35
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	125,40
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	255,2
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	130,21
	%	51,01
АО «МЭС»		
Котельная «Северная»		
Установленная мощность	Гкал/час	337,7
Располагаемая мощность	Гкал/час	337,7
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	12,47
то же в %	%	7,11
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	325,23
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	16,47
то же в %	%	10,11
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	146,51
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	295,2
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	132,25
	%	44,80
Котельная «Абрам-Мыс»		
Установленная мощность	Гкал/час	24,2
Располагаемая мощность	Гкал/час	24,2
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,40
то же в %	%	9,70
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	23,78
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,58
то же в %	%	15,61
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	3,14
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	8,78
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	5,06
	%	57,58

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Котельная «Роста»		
Установленная мощность	Гкал/час	60,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	60,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,54
то же в %	%	8,21
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	57,5
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	4,37
то же в %	%	15,35
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	24,07
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	35,3
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	6,82
	%	19,34
Котельная ТЦ «Росляково - 1»		
Установленная мощность	Гкал/час	53,2
Располагаемая мощность	Гкал/час	47,6
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	1,18
то же в %	%	5,10
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	46,4
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,46
то же в %	%	11,17
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	19,52
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	38,0
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	16,04
	%	42,20
Котельная ТЦ «Росляково Южная»		
Установленная мощность	Гкал/час	7,38
Располагаемая мощность	Гкал/час	7,38
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,09
то же в %	%	3,53
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	7,29
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,33
то же в %	%	14,09
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	2,03
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	6,69
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	4,34
	%	64,78
Котельная «Фестивальная»		
Установленная мощность	Гкал/час	9,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	9,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,08
то же в %	%	2,59
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	8,9
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,30
то же в %	%	10,74
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	2,78
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	5,9
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,84
	%	48,03
МУП «МУК»		
Угольная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	3,13
Располагаемая мощность	Гкал/час	3,13
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,02
то же в %	%	1,90
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	3,11
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,00

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
то же в %	%	0,00
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	0,99
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,86
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,87
	%	46,85
ООО «ТЛК»		
Дизельная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	2,06
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,06
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,035
то же в %	%	3,38
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,02
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,16
то же в %	%	18,90
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	0,85
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,00
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,00
	%	0,01
Котельная АО «Завод ТО ТБО»		
Установленная мощность	Гкал/час	14,03
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,03
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,35
то же в %	%	6,91
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	13,68
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,63
то же в %	%	14,76
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	4,25
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	7,43
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,55
	%	34,29
Котельная АО «ММТП»		
Установленная мощность	Гкал/час	14,03
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,03
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,35
то же в %	%	6,91
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	13,68
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,63
то же в %	%	14,76
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	4,25
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	7,43
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,55
	%	34,29
ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)		
Котельная №22		
Установленная мощность	Гкал/час	14,30
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,30
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,22
то же в %	%	5,54
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	14,08
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,24
то же в %	%	6,79
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	3,50
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	3,88
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,14

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
	%	3,58
ИТОГО г. Мурманск		
Установленная мощность	Гкал/час	1716,22
Располагаемая мощность	Гкал/час	1683,62
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	130,13
то же в %	%	13,51
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1553,49
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	102,26
то же в %	%	12,28
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	730,62

В настоящее время, дефицит тепловой мощности наблюдается на 2-х источниках города: на Мурманской ТЭЦ (по фактической и договорной нагрузке) и на Южной котельной (по договорной нагрузке (при аварийном выводе самого мощного котла).

В балансе тепловой мощности и тепловой нагрузки Восточной котельной учтена тепловая мощность, получаемая котельной от завода ТБО и реализуемая потребителям Восточной котельной.

Тепловая нагрузка котельной АО «Завод ТО ТБО» не включена в итоговый баланс тепловой мощности источников и подключенной тепловой нагрузки, так как тепловая энергия, вырабатываемая на заводе ТБО, передается на Восточную котельную и реализуется потребителям Восточной котельной, таким образом, данная нагрузка учтена в реестре нагрузок АО «Мурманская ТЭЦ».

Ряд источников тепловой энергии, расположенных в границах города Мурманск, имеет несколько магистральных тепловых выводов. К таким источникам относятся: Мурманская ТЭЦ, Южная котельная, Восточная котельная и котельная «Северная».

Котельная «Северная» поставляет ряду потребителей тепловую энергию в паре по разветвленной сети паропроводов, проходящих по территории производственной зоны.

1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии

В таблице 161 приведен перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии. Как видно из таблицы, дефицит тепловой мощности (при фактической присоединенной нагрузке) на источниках г.Мурманска наблюдается на Мурманской ТЭЦ и составляет 30,01 Гкал/ч.

Таблица 161 – Перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии (по фактической присоединенной тепловой нагрузке)

Показатель	Размерность	Значение показателя
Мурманская ТЭЦ*		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-30,01
	%	-18,1
Южная котельная*		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	89,02
	%	27,2
Восточная котельная		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	130,21
	%	51,01
Котельная «Северная»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	132,25
	%	44,8
Котельная «Абрам-Мыс»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	5,06
	%	57,58
Котельная «Роста»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	6,82
	%	19,34
Котельная ТЦ «Росляково - 1»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	16,04
	%	42,2
Котельная ТЦ «Росляково Южное»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	4,34
	%	64,78
Котельная «Фестивальная»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,84
	%	48,03
Угольная котельная МУП «МУК»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,87
	%	46,85
Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,0
	%	0,015
Котельная АО «Завод ТО ТБО»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,54
	%	14,11
Котельная АО «ММТП»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,55
	%	34,29
Котельная №22		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,14
	%	3,58

* Дефицит тепловой мощности в настоящее время наблюдается на Мурманской ТЭЦ (по фактической и договорной нагрузке) и на Южной котельной (по договорной нагрузке (при аварийном выводе самого мощного котла).

Большинство источников имеет значительный резерв установленной мощности, что связано с замедленными темпами развития города, начиная с 1990 года и отказом промышленных потребителей от технологического пара.

1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии к потребителю

Передача тепловой энергии потребителям от источников тепловой энергии осуществляется по тепловым сетям посредством сетевых насосов, установленных как на источниках теплоснабжения, так и в отдельно стоящих насосных станциях. Насосные станции установлены как на подающих, так и на обратных трубопроводах.

Параметры работы головных участков тепловых сетей от источников теплоснабжения АО «Мурманская ТЭЦ» в зимний период приведены в таблице 162.

Таблица 162 – Параметры работы головных участков источников АО «Мурманская ТЭЦ»

Источник	Зимний режим		Летний режим	
	P_1, кгс/см^2	P_2, кгс/см^2	P_1, кгс/см^2	P_2, кгс/см^2
Мурманская ТЭЦ	10,5	4,0	9,0	5,0
Южная котельная	11,5	6,5	10,5	7,0
Восточная котельная	12,0	6,0	10,0	6,5

Располагаемый напор на Мурманской ТЭЦ и Восточной котельной составляет 60-65 м в. ст., на Южной котельной – 45 м. в. ст.

Располагаемый напор в ряде участков тепловых сетей увеличивается посредством работы насосных станций. Давление теплоносителя до и после насосной станции приведены в таблице 163.

Таблица 163 – Давление теплоносителя до и после насосных станций

Наименование насосной станции	Параметры до станции, кг/см^2		Параметры после станции, кг/см^2	
	P_1	P_2	P_1	P_2
НС №9	5,8	4,2	7,4	6,4
НС №9 (на ул. Орликова)			6,8	5,8
НС №1 (на Кольский пр.)	5,2	4,2	7,1	5,6
НС №1 (на Больничный городок)			7,2	4,4
НС №7 (на кв.66)	8,6	7,4	4	2
НС №7 (на кв. 402)			5,9	4,8
НС №4	7,5	5,0	9,8	5,5
НС №6	7,0	3,1	7,0	5,8
НС №8	4,8	2,1	6,5	5,5
НС №2	7,2	6,7	8,0	6,8
НС №3	6,4	4,8	8	6,8

Насосные станции №9, №1, №4, №8, №2 и №3 создают необходимый располагаемый напор у потребителей, НС №7 на обратном трубопроводе понижает давление до себя, из-за сложного рельефа местности.

Гидравлический режим работы тепловых сетей головных участков источников теплоснабжения АО «МЭС» приведен в таблице 164.

Таблица 164 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей АО «МЭС»

Источник	P_1, кгс/см^2	P_2, кгс/см^2
Котельная «Северная», в т.ч.	9,8	2,8
Головной участок	9,8	2,8
Луч 1 (Промзона)	9,8	2,8
Луч 2 (Промзона)	9,8	2,8
Котельная «Роста»	8	6
Котельная «Абрам-Мыс»	6	4,5
Котельная ТЦ «Росляково -1»	7,0	5,0
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	5,0	3,0

Располагаемый напор на котельной «Северная» составляет 70 м в. ст, на котельной «Роста» – 20 м. в. ст, на котельной «Абрам-Мыс» – 15 м. в. ст.

Гидравлический режим работы тепловых сетей котельных МУП «МУК» и ООО «Тепло Людям.Кандалакша» представлен в таблице 165.

Таблица 165 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей котельных МУП «МУК» и ООО «Тепло Людям.Кандалакша»

Источник	P_1, кгс/см^2	P_2, кгс/см^2
Угольная котельная МУП «МУК»	4,5	2,3
Дизельная котельная ООО «Тепло Людям.Кандалакша»	6	3

Располагаемый напор на угольной котельной составляет 22 м в. ст, на дизельной котельной – 30 м в. ст.

Пар по паропроводу от котельной АО «Завод ТО ТБО до Восточной котельной передается под давлением 11 кгс/см^2, расход пара составляет 25,5 т/ч. На завод ТО ТБО осуществляется 100% возврат конденсата, давление конденсата в конденсатопроводе на входе в завод ТО ТБО составляет 5,8 кгс/см^2.

Давление в подающем трубопроводе головного участка тепловых сетей котельной АО «ММТП» составляет 5,8 кгс/см^2, в обратном – 4,2 кгс/см^2. Располагаемый напор составляет 16 м в. ст.

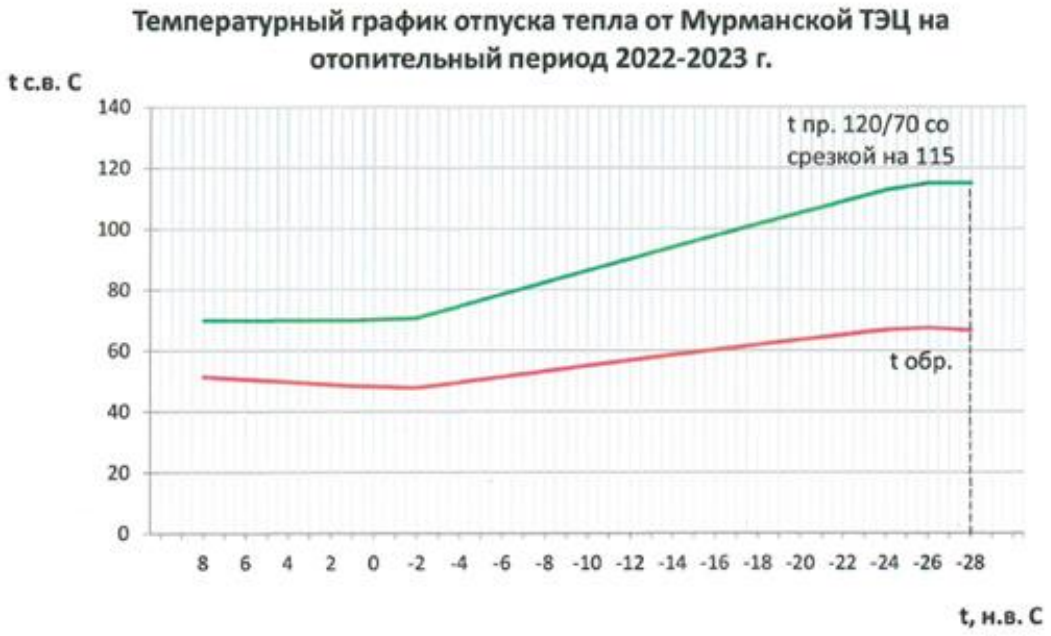
Пар от котельной № 22 до бойлерной подается по паропроводу под давлением 14 кгс/см^2, возврат конденсата отсутствует.

Пьезометрические графики представлены в Приложении 5 Главы 3 «Электронная модель системы теплоснабжения городского округа».

1.6.4. Описание причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения

В границах города Мурманска расположен один источник с дефицитом тепловой мощности - Мурманская ТЭЦ. Наличие дефицита тепловой мощности на Мурманской ТЭЦ подтверждается верхней срезкой температурного графика отпуска тепловой энергии потребителям.

Температурный график работы Мурманской ТЭЦ приведен на рисунке 56.



Температурный график отпуска тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ качественного регулирования, 120-70 ^{0}С, со срезкой по подающей 115 ^{0}С разработан с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже -26 ^{0}С.

Рисунок 56 – Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии Мурманской ТЭЦ

При температуре наружного воздуха ниже минус 26°С может наблюдаться понижение температуры теплоносителя в подающем трубопроводе, что характерно для источников с отсутствием резерва тепловой мощности. Наличие дефицита тепловой мощности на источниках тепловой энергии приводит к снижению качества теплоснабжения потребителей и отклонению температуры воздуха внутри помещений от нормативной температуры.

1.6.5. Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Все источники тепловой энергии, за исключением Мурманской ТЭЦ и Южной котельной (по договорной нагрузке (при аварийном выводе самого мощного котла), имеют резерв тепловой мощности, сведения по которым представлены в п. 1.6.1.

К зоне действия Мурманской ТЭЦ прилегают зоны действия следующих источников тепловой энергии: Восточная котельная и Южная котельная. Тепловые сети Мурманской ТЭЦ соединены с тепловыми сетями Южной и Восточной котельных.

Дефицит тепловой мощности нетто Мурманской ТЭЦ может быть полностью ликвидирован за счет расширения зон действия Восточной и Южной котельных и изменения гидравлического режима работы их тепловых сетей (в рамках ограничений действующих на каждом из источников – дефицит тепловой мощности Южной котельной (по договорной нагрузке (при аварийном выводе самого мощного котла) и отсутствие резерва пропускной способности тепловых сетей Восточной котельной по нижней зоне - после насосной станции №7) .

1.7. Балансы теплоносителя

1.7.1. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

1.7.1.1. АО «Мурманская ТЭЦ»

Мурманская ТЭЦ

На ТЭЦ для восполнения потерь теплоносителя используют химически подготовленную воду. В процессе водоподготовки применяется один из основных процессов для удаления из воды примесей – двухступенчатое Na - катионирование. Установка имеет производительность – 100 т/час. Для предупреждения коррозии металла конденсатно-питательного тракта котлов путем повышения значения pH питательной воды в соответствии с требованиями правил технической эксплуатации предусмотрена аммиачная обработка питательной воды. Исходная вода с жесткостью 300-400 мкг-экв/дм^3 умягчается до величины жесткости 5 мкг-экв/дм^3 и содержания кислорода 20 мкг/дм^{3}и используется в качестве добавочной для компенсации потерь оборотной воды на унос, испарение и безвозвратное потребление на технологические нужды, включая подпитку теплосети.

Характеристики оборудования ХВО приведены в таблице 166.

Таблица 166 – Характеристики оборудования ХВО на Мурманской ТЭЦ

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовые фильтры ФИПа 1 ступени №1,2,3	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,0 м рабочее давление - 6кг/см
Na-катионитовые фильтры ФИПа 2 ступени (№ 5,6,7,8,9)	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,0 м рабочее давление - 6кг/см²
Подогреватель водяной ППВ	рабочее давление в трубах и межтрубном пространстве - 7 кгС/см² емкость в корпусе (пар) - 195 л емкость в трубчатой части (вода) - 205 л температура греющего пара - 180^{0}С
Насосы для подачи сырой воды на фильтры 1 ступени БК 8/18 (2 шт.)	производительность - 150 м³/час
Бак для расходного раствора соли	объем - 1 м³
Насосы для подачи солевого раствора в солевой бак из ячеек соли 1,5Х-6Д-1-41(2 шт.)	производительность - 6 м³/час
Ячейки мокрого хранения соли (2 шт.)	объем - 2 м³
Бак концентрированного раствора аммиака	объем - 0,1 м³
Бак расходного раствора аммиака	объем - 3 м³
Насосы – дозаторы раствора аммиака НД 1,0 10/100 (3 шт.)	производительность - 10 л/час

Южная котельная

Схема водоподготовки на котельной – одноступенчатое Na – катионирование, производительность – 100 т/час. Исходная вода с жесткостью 300-400 мкг-экв/дм3 умягчается до величины жесткости 15 мкг-экв/дм^3 и содержания кислорода 30 мкг/дм^3. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 167.

Таблица 167 – Характеристики оборудования ХВО на Южной котельной

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовые фильтры №1,2,3,4,5	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,0 м рабочее давление - 6кг/см производительность - 25 т/час
Насосы для подачи сырой воды на фильтры 1 ступени БК 8/18 (2 шт.)	производительность - 150 м^3/час
Бак для расходного раствора соли	объем - 1 м^3
Насосы для подачи солевого раствора в солевой бак из ячеек соли №1 Х-65-60-160 №2 ХМ 8/40 ТЛ	производительность - 6 м^3/час производительность - 25 м^3/час производительность - 8 м^3/час
Ячейка мокрого хранения соли	объем - 2 м^3
Бак концентрированного раствора аммиака	объем - 1 м^3
Бак расходного раствора аммиака	объем - 5 м^3
Насосы – дозаторы раствора аммиака НД 1,0 10/100 (2 шт.)	производительность - 10 л/час.

Восточная котельная

Схема водоподготовки на котельной – одноступенчатое Na – катионирование, производительность – 50 т/час. Исходная вода с жесткостью 300-400 мкг-экв/дм3 умягчается до величины жесткости 15 мкг-экв/дм3 и содержания кислорода 30 мкг/дм3. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 168.

Таблица 168 – Характеристики оборудования ХВО на Восточной котельной

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовый фильтр №1	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 2,0 м рабочее давление - 6кг/см производительность - 20 т/час
Na-катионитовые фильтры №2,3,4,5	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,0 м рабочее давление - 6кг/см производительность - 25 т/час
Бак для расходного раствора соли	объем - 1 м^3
Насосы для подачи солевого раствора в солевой бак из ячеек соли (2 шт.) Х-65-60-160	производительность - 25 м^3/час
Ячейка мокрого хранения соли	объем – 0,5 м^3
Бак концентрированного раствора аммиака	объем – 0,1 м^3
Баки расходного раствора аммиака (2 шт.)	объем - 5 м^3
Насосы – дозаторы раствора аммиака НД 1,0 10/100 (2 шт.)	производительность - 10 л/час

1.7.1.2. АО «МЭС»

Котельная «Северная»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется двухступенчатое Na - катионирование. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 169.

Таблица 169 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Северная»

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовые фильтры 1 ступени №1,2,3 тип ФИПа-3,0-0,6 Na – 150 т/ч	диаметр фильтра - 3,0 м высота фильтра - 4,46 м объем – 92м^3
Na-катионитовые фильтры 2 ступени №1,2 тип ФИПа-1,5-0,6 Na - 92 т/ч	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 2,0 м объем – 92м^3
Na-катионитовые фильтры 2 ступени №3,4,5,6,7 тип ФИПа-1,5-0,6 Na - 92 т/ч	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,25 м объем – 92м^3
Баки солерастворители (2шт.)	объем - 3 м^3 объем - 8 м^3
Насосы для подачи соли (2 шт.) Х-8/11-Д	-
Ванна мокрого хранения соли	объем – 60 м^3

В работе всегда находится НКФ (I и II ступеней) в количестве 1 штуки; в пиковые нагрузки, связанные с работой котельной, требуется пуск второго НКФ (II ступени).

Котельная «Роста»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется двухступенчатое Na - катионирование. Производительность фильтров 1 и 2 ступени по 92 т/час. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 170.

Таблица 170 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Роста»

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовый фильтр 1 ступени №6	диаметр фильтра - 2,0м высота фильтра - 2,4 м объем – 92м^3
Na-катионитовый фильтр 1 ступени №7,8,9	диаметр фильтра – 1,5м высота фильтра - 2,8 м объем – 92м^3
Na-катионитовые фильтры 2 ступени №1,2,3,4	диаметр фильтра - 1,65м высота фильтра - 2,8 м объем – 92м^3
Na-катионитовые фильтры 2 ступени №5	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 2,8 м объем – 92м^3
Баки солерастворители (2 шт.)	объем - 3 м^3 объем - 8 м^3

Наименование оборудования	Технические характеристики
Насосы для подачи соли (2 шт.) Х-8/11-Д	-
Ванна мокрого хранения соли	объем – 60 м³

Котельная «Абрам-Мыс»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется двухступенчатое Na - катионирование. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 171.

Таблица 171 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Абрам-Мыс»

Наименование оборудования	Технические характеристики
Ф-1,2 / Na-2-1000 фильтр химводоочистки 1 ступени	диаметр фильтра – 1,0 м высота фильтра - 2,4 м объем – 92м^3 производительность 20 м³/час
Ф-3 / Na-2-1500 фильтр химводоочистки 2 ступени	диаметр фильтра – 1,5 м высота фильтра - 2,4 м объем – 92м^3 производительность 40 м³/час
Бак солерастворитель	объем - 3 м^3
Общая жёсткость исходной воды: 0,196-0,371 Общая жёсткость умягченной воды: < 0.015 (0.004) Содержание растворённого кислорода деаэрировануой воды < 30 (8-15) Расход общий 97 т/час (зима), 17т/час (лето). Подпитка (средняя): 0,25 т/час (зима). 0,1 т/час (лето).	

Котельная ТЦ «Росляково – 1»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется двухступенчатое Na - катионирование. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 172.

Таблица 172 – Технические характеристики установки ХВО на котельной ТЦ «Росляково-1»

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовые фильтры Д-1500 №1,2,3	диаметр фильтра – 1,5м высота фильтра - 2,2 м объем – 3,9м^3 производительность 30÷50 м³/час

На котельной ТЦ «Росляково Южное» ХВО отсутствует.

Котельная «Фестивальная»

Подготовка воды на котельной осуществляется посредством ВПУ, состоящей из дозирующего мембранного насоса Kompact DPT 200. Насос дозирует ингибитор коррозии RUTROL 3550, который предотвращает формирование накипи на внутренних поверхностях труб водогрейных котлов, препятствует коррозии. Производительность установки составляет 1 м³/час, объём впрыска – 0,52 мл.

1.7.1.3. МУП «МУК»

На котельной установлена установка ХВО, а также бак взрыхления.

1.7.1.4. ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

На котельной установлена установка ХВО.

1.7.1.5. АО «ММТП»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется Na - катионирование.

Установлено 3 фильтра типа ФИПа I-0,7-0,6. Один фильтр находятся постоянно в работе, другой фильтр - на промывке, третий - в резерве. Используется фильтрующий материал КУ-101. Исходная вода обладает общей жесткостью 0,35 мкг-экв/кг. Умягченная вода по данному показателю достигает значений менее 0,015 мкг-экв/кг.

1.7.1.6. ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)

На котельной №22 предусмотрена установка ХВО использующая в качестве ионита сульфоуголь. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 173.

Таблица 173 – Технические характеристики установки ХВО на котельной №22 ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовые фильтры ФИПа 1 - 1,5-0,6-Na	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 2,0 м объем – 3,54 м2
Na-катионитовые фильтры ФИПа 1 - 1,5-0,6-Na	диаметр фильтра - 1,5м

Наименование оборудования	Технические характеристики
	высота фильтра - 2,0 м объем – 3,54 м2
Na-катионитовые фильтры ФИПа 11 – 1,0-0,6-Na	диаметр фильтра - 1,0м высота фильтра - 2,0 м объем – 1,6 м2
Na-катионитовые фильтры ФИПа 11 - 1,5-0,6-Na	диаметр фильтра - 1,0м высота фильтра - 2,0 м объем – 1,6 м2
Бак солерастворитель	объем - 1 $м^3$

1.7.1.7. АО «Завод ТО ТБО»

На котельной АО «Завод ТО ТБО» предусмотрена установка ХВО использующая в качестве ионита сульфоуголь.

Производительность водоподготовительных установок источников тепловой энергии в г. Мурманск приведена в таблице 174.

Таблица 174 – Производительность водоподготовительных установок источников тепловой энергии в г. Мурманск

Тип и наименование источника	Производительность ВПУ, т/ч
Мурманская ТЭЦ	200
Южная котельная	275
Восточная котельная	100
АО «Завод ТО ТБО»	50
Котельная «Северная»	92
Котельная «Роста»	92
Котельная «Абрам-Мыс»	25
Угольная котельная МУП «МУК»	3
Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	1,1
Котельная АО «ММТП»	40
Котельная ТЦ «Росляково-1»	40
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	-
Котельная «Фестивальная»	1
Котельная №22	2

Балансы производительности водоподготовительных установок составляются в соответствии с требованиями действующих нормативных документов, чьи требования распространяются на проектирование, строительство и эксплуатацию объектов систем теплоснабжения:

– СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»;

– РД 34.20.501-95 "Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации" (15-е издание);

– Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. № 115);

– Порядок определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя (утв. Приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. № 325).

Согласно Порядку определения нормативов технологических потерь, при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденному Приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 325, для систем теплоснабжения нормируются технологические затраты и технологические потери теплоносителя.

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя относятся:

– затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;

– технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

– технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать технологические потери и затраты сетевой воды в системе теплоснабжения.

Среднегодовая утечка теплоносителя ($м^3/ч$) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения. Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Для компенсации этих расчетных технологических затрат сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования, которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов. Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды ($G_м$) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром (Dy) не должен превышать

значений, приведенных в Таблице 3 П.6.16 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», либо ниже при условии такого согласования. При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть ниже указанных расходов.

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды ($G_З$, м^3/ч) составляет:

$$G_З = 0{,}0025\ V_{ТС} + G_М,$$

где $G_М$ – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру секционированного участка тепловой сети, принимаемый по таблице 3 П. 6.16 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003».

$V_{ТС}$ – объем воды в системах теплоснабжения, м^3.

Для открытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды ($G_З$, м^3/ч) составляет:

$$G_З = 0{,}0025\ V_{ТС} + G_{ГВМ},$$

где $G_{ГВМ}$ – максимальный расход воды на горячее водоснабжение, м^3.

Расчетная производительность водоподготовительных установок теплоисточников г. Мурманск приведена в таблице 175.

Таблица 175 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети

Наименование величины	Ед. измерения	Мурманская ТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная	Котельная «Северная»	Котельная «Роста»	Котельная «Абрам-Мыс»	Котельная «Фестивальная»	Угольная котельная МУП «МУК»	Дизельная котельная ООО «Тепло Людям.	Котельная АО «ММТП»	Котельная АО «Завод ТО ТБО»	Котельная ТЦ «Росляково -1»	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Котельная №22
Располагаемая производительность ВПУ	$м^3/ч$	100	125	100	242	92	25	1	3	1,1	40	-	40	-	2
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0	0	10	10	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя теплоносителя	ед.	0	0	0	6	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Емкость баков аккумуляторов	тыс. $м^3$	0	0	0	6	0	0	0	0,025	0	0	0	0	0	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	$м^3/ч$	47,0	46,0	37,0	230,47	0,88	0,04	0,07	0,05	0,04	0,16	0,0005*	0,63	0,06	0,004
Нормативные утечки теплоносителя	$м^3/ч$	47,0	46,0	37,0	5,13	0,88	0,04	0,07	0,05	0,04	0,16	0,0005*	0,63	0,06	0,004
Сверхнормативные утечки теплоносителя	$м^3/ч$	0	0	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)	$м^3/ч$	0	0	0	225,34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	$м^3/ч$	47,0	46,0	37,0	230,47	0,88	0,04	0,07	0,05	0,04	0,16	0,0005*	0,63	0,06	0,004
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	$м^3/ч$	87,66	188,1	108,02	457,77	34,8	3,52	2,64	0,8	0,64	9,76	-	5,04	0,77	0,64
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	$м^3/ч$	53,0	79,0	63,0	11,5	91,12	24,96	0,93	2,95	1,06	39,84	-	39,37	-	1,9
Доля резерва	%	53,0	63,2	63,0	4,8	99,04	98,8	93,36	98,4	96,6	99,6	-	98,42	-	99,8

* Примечание – утечки в паропроводе и конденсатопроводе АО «Завод ТО ТБО» восполняются за счет мощности водоподготовительной установки Восточной котельной.

Все источники тепловой энергии имеют резерв производительности ВПУ, необходимый для возможности восполнения технологических потерь теплоносителя, включающих количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплопотребления при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей, промывку, дезинфекцию, проведение регламентных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей.

1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ и Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей (РД 34.20.801-2000, утв. Минэнерго РФ) в качестве аварии тепловой сети рассматривают лишь повреждение магистрального трубопровода, которое приводит к перерыву теплоснабжения на срок не менее 36 ч. Таким образом, к аварии приводит существенное повреждение магистрального трубопровода, при котором утечка теплоносителя является фактически не компенсируемой. При такой аварийной утечке требуется неотложное отключение поврежденного участка.

Нормируя аварийную подпитку, составители СНиП имели в виду инцидентную подпитку, которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов тепловой сети.

Согласно требованию СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения, если другое не предусмотрено проектными либо 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.

Максимальный расход аварийной подпитки систем теплоснабжения г. Мурманск в таблице 176.

Таблица 176 – Максимальный расход аварийной подпитки систем теплоснабжения г. Мурманск

Наименование источника системы теплоснабжения	Максимальный расход дополнительной аварийной подпитки, $м^3/ч$
Мурманская ТЭЦ	87,66
Южная котельная	188,1
Восточная котельная	108,2
Котельная «Северная»	457,77
Котельная «Роста»	34,8
Котельная «Абрам-Мыс»	3,52
Котельная «Фестивальная»	2,64
Угольная котельная МУП «МУК»	0,8
Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»	0,64
Котельная АО «ММТП»	9,76
Котельная ТЦ «Росляково -1»	5,04
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	0,77
Котельная №22	0,64

1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника теплоснабжения

На территории города Мурманска функционирует 14 источников тепловой энергии:

- Мурманская ТЭЦ;
- Восточная котельная;
- Южная котельная;
- АО «Завод ТО ТБО»;
- Котельная «Северная»;
- Котельная «Роста»;
- Котельная «Абрам-Мыс»;
- Котельная ТЦ «Росляково - 1»;
- Котельная ТЦ «Росляково Южное»;
- Котельная «Фестивальная»;
- Угольная котельная МУП «МУК»;
- Дизельная котельная ООО «Тепло Людям. Кандалакша»;
- Котельная АО «ММТП»;
- Котельная №22.

1.8.1.1. Виды и количество используемого основного топлива на Мурманской ТЭЦ

Основным и резервным топливом на АО «Мурманская ТЭЦ» является мазут топочный 100, малозольный в соответствие ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Мурманскую ТЭЦ за период с 2020 по 2024 гг., представлена в таблице 177.

Таблица 177 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 600	9641	9616	9555,8	9523

Топливно-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ за 2020 - 2024 гг. представлены в таблице 178. Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ графически в виде диаграммы представлен на рисунке 57.

Таблица 178 – Топливно-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Расход топлива						
условное топливо	т у.т.	120 369	129 016	119 964	114 529	120 604
натуральное (сухое) топливо	т	87 769	93 670	87 331	83 897	88 651
Производство тепловой энергии	Гкал	746 396	798 681	749 738	717 413	754 664
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал	85 079	89 775	87 627	88 141	90 267
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	661 317	708 906	662 111	629 272	664 397

Рисунок 57 – Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ

1.8.1.2. Виды и количество используемого основного топлива Восточной котельной

Основным топливом на Восточной котельной является мазут топочный 100, малозольный в соответствие ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Восточную котельную за период с 2020 по 2024 гг., представлена в таблице 179.

Таблица 179 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9712	9620	8933	9363	9353

Топливно-энергетические балансы Восточной котельной за 2020 - 2024 гг. представлены в таблице 180. Расход условного топлива Восточной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 58.

Таблица 180 – Топливно-энергетические балансы Восточной котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Расход топлива:						
условного (мазут)	т.у.т.	77 551	86105	78431	82048	84194,00
натурального (сухое)	т	55 894	62654	58028	61339,83	63013,89
Производство тепловой энергии	Гкал	489 184	547946	496387	519517	533381
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал	46 962	48977	48381	46026	47529
Отпуск тепловой энергии с коллекторов (от сжигания топлива)	Гкал	442 222	498969	448006	473491	485852
от использования т.эн. АО "Завод ТО ТБО"	Гкал	57 195	42291	47200	22357	7432
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	499 417	541260	495206	495848	493284

Рисунок 58 – Расход условного топлива на Восточной котельной

1.8.1.3. Виды и количество используемого основного топлива Южной котельной

Основным топливом на Южной котельной является мазут топочный 100, малозольный в соответствие ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Южную котельную за период с 2020 по 2024 гг., представлена в таблице 181.

Таблица 181 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 384	9 628	9134	9323	9299

Топливно-энергетические балансы Южной котельной за 2020 - 2024 гг. представлены в таблице 182. Расход условного топлива Южной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 59.

Таблица 182 – Топливно-энергетические балансы Южной котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Расход топлива						
условного	т.у.т.	143 559	157 963	142218	141132	142 859
натурального (мазут)	т	107 087	114 839	105 064,9	105 968,6	107 535,6
Производство тепловой энергии	Гкал	910 190	978 658	901 928	896 102	907 065
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал	65 425	68 364	65 042	65 744	66 436
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	844 765	910 294	836 886	830 358	840 629

Рисунок 59 – Расход условного топлива на Южной котельной

1.8.1.4. Виды и количество используемого основного топлива завода ТО ТБО

Мусоросжигательный завод предназначен для сжигания несортированных твердых бытовых отходов (ТБО). Дополнительным топливом для стабилизации горения и растопки котлов служит топочный мазут марки М-100.

Калорийность ТБО колеблется от 1300 ккал/кг до 1400 ккал/кг, в среднем калорийность составляет 1350 ккал/кг. Низшая теплота сгорания топочного мазута М-100 составляет 9514 ккал/кг.

Топливно-энергетические балансы котельной АО «Завод ТО ТБО» за 2018 – 2022 гг. представлены в таблице 183. Расход условного топлива на котельной АО «Завод ТО ТБО» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 60.

Таблица 183 – Топливно-энергетические балансы котельной АО «Завод ТО ТБО»

Наименование показателя	Ед. изм.	2018	2019	2020	2021	2022
Расход топлива						
Твердого (ТБО)						
твердого топлива	т	65 236	74 909	65 018	52938	59083
условного	т.у.т	13 047,2	14 981,8	13 003,6	9477,4	10577,5
Жидкого (мазут)						
жидкого	т	340,8	390	216,3	390	390
условного	т.у.т	463	530	294	530	530
Производство тепловой энергии	Гкал	130 798	113 495	77 639	114 770	128 092
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	84 002	72 950	58 519	42291	47200

Рисунок 60 – Расход условного топлива на котельной АО «Завод ТО ТБО»

1.8.1.5. Виды и количество используемого основного топлива котельной «Северная»

На котельной «Северная» в качестве основного топлива используется топочный мазут марки М-100. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2020 по 2024 гг., представлена в таблице 184.

Таблица 184 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 508	9500,4	9542,8	9552,3	9530

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливно-энергетические балансы котельной «Северная» за 2020 - 2024 гг. представлены в таблице 185. Расход условного топлива на котельной «Северная» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 61.

Таблица 185 – Топливно-энергетические балансы котельной «Северная»

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Расход топлива						
условного	т.у.т.	95 432,24	103 792	99 789	95 726	98 282
натурального (мазут)	т	70 262,25	76 474	73 198	70 149	72 188
Производство тепловой энергии	Гкал	587 956	635 714	608 413	589 839	610 445
Собственные нужды	Гкал	42 248	49 588	47 945	46 711	43 391
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	545 708	586 126	560 468	543 128	562 895

Рисунок 61 – Расход условного топлива на котельной «Северная»

1.8.1.6. Виды и количество используемого основного топлива котельной «Роста»

На котельной «Роста» в качестве основного топлива используется топочный мазут марки М-100. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную «Роста» за период с 2020 по 2024 гг., представлена в таблице 186.

Таблица 186 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 524	9 536	9 549	9550,1	9510

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливно-энергетические балансы котельной «Роста» за 2020 – 2024 гг. представлены в таблице 187. Расход условного топлива котельной «Роста» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 62.

Таблица 187 – Топливно-энергетические балансы котельной «Роста»

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Расход топлива						
условного	т.у.т.	15 560,26	16 568,14	17 001,65	16 803,20	17 239,25
натурального (мазут)	т	11 436,14	12 162,15	12 463,00	12 316,29	12 689,42
Производство тепловой энергии	Гкал	101 584	106 868	102 424	99 949	104 896
Собственные нужды	Гкал	8 238	8 672	8 421	8 202	8 727
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	93 346	98 196	94 003	91 747	96 169

Рисунок 62 – Расход условного топлива на котельной «Роста»

1.8.1.7. Виды и количество используемого основного топлива котельной «Абрам-Мыс»

На котельной «Абрам-Мыс» в качестве основного топлива используется топочный мазут марки М-100. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную «Абрам-Мыс» за период с 2020 по 2024 гг., представлена в таблице 188.

Таблица 188 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 511	9 497	9 538	9536,4	9548

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливно-энергетические балансы котельной «Абрам-Мыс» за 2020 - 2024 гг. представлены в таблице 189. Расход условного топлива котельной «Абрам-Мыс» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 63.

Таблица 189 – Топливно-энергетические балансы котельной «Абрам-Мыс»

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Расход топлива						
условного	т.у.т.	2 796,78	2 850,12	2 796,0	2 706,93	2 790,30
жидкого (мазут)	т	2 058,34	2 100,85	2 052,0	1 986,98	2 045,74
Производство тепловой энергии	Гкал	14 048	14 702	14 272	13 454	14 030
Собственные нужды	Гкал	1 335	1 407	1 379	1 305	1 371
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	12 713	13 295	12 893	12 149	12 659

Рисунок 63 – Расход условного топлива на котельной «Абрам-Мыс»

1.8.1.8. Виды и количество используемого основного топлива котельной ТЦ «Росляково-1»

На котельной ТЦ «Росляково-1» в качестве основного и резервного топлива используется топочный мазут марки М-100.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2020 по 2024 гг., представлена в таблице 190.

Таблица 190 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 554	9 525	9 551	9547	9520

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливно-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково-1» за 2020-2024 гг. представлены в таблице 191. Расход условного топлива котельной ТЦ «Росляково -1» графически представлен на рисунке 64.

Таблица 191 – Топливно-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково-1»

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Расход топлива:						
условного топлива	т.у.т.	14 027,7	15 795,13	14 110,17	13 025,14	13 868,40
жидкого топлива (мазут)	т	10 277,9	11 608,41	10 341	9 550	10 197
Производство тепловой энергии	Гкал	85 102	93 435	85 574	83 486	80 294
Собственные нужды	Гкал	4 720	5 331	5 011	4 877	4 094
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	80 382	88 104	80 563	78 609	76 200

Рисунок 64 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково-1»

1.8.1.9. Виды и количество используемого основного топлива котельной ТЦ «Росляково Южное»

На котельной ТЦ «Росляково Южное» в качестве основного топлива используется уголь.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2020 по 2024 гг., представлена в таблице 192.

Таблица 192 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	5040	5094	5118	5323	5222

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливно-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково Южное» за 2020-2024 гг. представлены в таблице 193. Расход условного топлива котельной ТЦ «Росляково Южное» графически представлен на рисунке 65.

Таблица 193 – Топливно-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково Южное»

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Расход топлива:						
условного топлива	т.у.т.	3 038,5	3 574,7	3 221,7	3 496,0	3 322,2
твердого топлива	т	4 220,13	4 912,7	4 406,0	4 597,4	4 453,5
Производство тепловой энергии	Гкал	8 218	9 067	8 423	8 297	8 309
Собственные нужды	Гкал	302	324	321	329	293
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	7 916	8 743	8 102	7 968	8 016

Рисунок 65 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково Южное»

1.8.1.10. Виды и количество используемого основного топлива котельной «Фестивальная»

На котельной «Фестивальная» в качестве основного и резервного топлива используется мазут. Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную в 2024 г. составляет 9527 ккал/кг.

Топливно-энергетический баланс котельной за 2020-2024 гг. представлен в таблице 194.

Таблица 194 – Топливно-энергетический баланс котельной «Фестивальная»

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Расход топлива:						
условного топлива	т.у.т.	1 749,12	1 873,13	1 701,00	1 625,13	1 623,75
жидкого топлива (мазут)	т	1 287,62	1 381,55	1 247	1 191	1 193
Производство тепловой энергии	Гкал	10 894	11 861	10 994	10 448	10 920
Собственные нужды	Гкал	235	394	364	360	457
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	10 659	11 467	10 630	10 088	10 463
Низшая теплотворная способность топлива	ккал/кг	9509	9491	9550	9552	9527

Рисунок 66 – Расход условного топлива на котельной «Фестивальная»

1.8.1.11. Виды и количество используемого основного топлива угольной котельной МУП «МУК»

На угольной котельной МУП «МУК» в пос. Дровяное в качестве основного топлива используется каменный уголь марки Д, крупностью 50-200(300) мм (ДПК 50-300 мм).

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2020 по 2024 гг., представлена в таблице 195.

Таблица 195 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	3 332,3	3 332,3	3 332,3	3 332,3	3 332,3

Топливо доставляется железнодорожным транспортом. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливно-энергетические балансы угольной котельной МУП «МУК» за 2020 по 2024 гг. представлены в таблице 196. Расход условного топлива котельной МУП «МУК» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 67.

Таблица 196 – Топливно-энергетический баланс угольной котельной МУП «МУК»

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Расход топлива						
условного	т у.т	1 181,1	1 297,7	1 227,7	1 995,8	1 741,0
твердого (уголь)	т	2481	2 726,0	2 579,0	2 592,0	2 261,0
Производство тепловой энергии	Гкал	4207,616	4 594,0	4 338,2	4 349,9	3 794,6
Собственные нужды	Гкал	79,943	87,3	82,4	82,6	72,1
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	4127,673	4 506,7	4 255,8	4 267,3	3 722,5

Рисунок 67 – Расход условного топлива на угольной котельной МУП «МУК»

1.8.1.12. Виды и количество используемого основного топлива дизельной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

На дизельной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» в пос. Дровяное в качестве основного топлива используется топливо дизельное Л-0,2-62.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2020 по 2024 гг., представлена в таблице 197.

Таблица 197 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	10 241,5	10 150,0	10 150,0	10 150,0	10 150,0

Топливо на котельную завозится автоцистерной. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливно-энергетические балансы дизельной котельной за 2020 по 2024 гг. представлены в таблице 198. Расход условного топлива котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 68.

Таблица 198 – Топливно-энергетический баланс дизельной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024*
Расход топлива						
условного	т.у.т	474,18	479,4	464,6	462,3	252,9
жидкого топлива (диз.топливо)	т	324,1	330,6	320,4	318,8	174,4
Производство тепловой энергии	Гкал	3 022,645	3 086,1	2 994,2	2 980,3	1 350,1
Собственные нужды	Гкал	27,199	27,8	26,9	26,8	292,4
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	2995,446	3 058,4	2 967,2	2 953,5	1 057,7

*В таблице представлены данные от ООО «Тепло Людям. Кандалакша» за период эксплуатации котельной с сентября по декабрь 2024 года. Ранее эксплуатацию котельной осуществляло МУП «МУК»

Рисунок 68 – Расход условного топлива на дизельной котельной

1.8.1.13. Виды и количество используемого основного топлива котельной АО «ММТП»

На котельной АО «ММТП» в качестве основного и резервного топлива используется топочный мазут марки М-100.

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную АО «ММТП» за период с 2020 по 2024 гг., представлена в таблице 199.

Таблица 199 – Низшая теплотворная способность (влажного топлива)

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Низшая теплотворная способность (влажного топлива), ккал/кг	9 590	9 590	9 590	9 590	

Топливно-энергетические балансы котельной АО «ММТП» за 2020 по 2024 гг. представлены в таблице 200. Расход условного топлива котельной АО «ММТП» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 69.

Таблица 200 – Топливно-энергетические балансы котельной АО «ММТП»

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Расход топлива						
жидкого топлива (мазут)	т	2182,3	3234,1	3002,3	2885,1	3052,3
условного топлива	т у.т.	2989,76	2360,7	2191,5	2105,9	2228,0
Производство тепловой энергии	Гкал	17864,41	20392,7	18408,4	18400,0	19125,7
Собственные нужды	Гкал	1 233,98	1408,6	1271,6	1271,0	1321,1
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	16630,43	18984,1	17136,8	17129,1	17804,6

Рисунок 69 – Расход условного топлива на котельной АО «ММТП»

1.8.1.14. Виды и количество используемого основного топлива котельной №22

На котельной №22 в качестве основного и резервного топлива используется топочный мазут марки Ф-5.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную в 2024 г., составляет 9520 Ккал/кг. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливно-энергетические балансы котельной №22 за 2020 - 2024 гг. представлены в таблице 201 (данные за 2020-2023 гг. отсутствуют).

Таблица 201 – Топливно-энергетические балансы котельной №22

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Расход топлива:						
условного топлива	т.у.т.	н/д	н/д	н/д	н/д	2469,42
жидкого топлива (мазут)	т	н/д	н/д	н/д	1792,894	1815,75
Производство тепловой энергии	Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	11 851,5
Собственные нужды	Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	0
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	11 851,5

1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Резервное топливо используется на котельных АО «Мурманская ТЭЦ» и котельных АО «МЭС» (кроме котельной ТЦ «Росляково Южное») - мазут топочный 100, малозольный в соответствие ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». На котельной ТЦ «Росляково Южное» резервным топливом является уголь.

Аварийное топливо на территории города Мурманска не предусмотрено.

1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

К особенностям поставки топлива на Мурманской ТЭЦ в зимний период относится увеличенная продолжительность слива мазута из ж/д цистерн. Продолжительность слива в период с 15.05 по 15.09 составляет 4 часа (по норме), в оставшиеся месяцы – 10 часов. Фактическая продолжительность слива может быть и больше в зависимости от погодных условий и свойств прибывшего мазута.

1.8.4. Использование местных видов топлива

Местные виды топлива на источниках города Мурманска не используются.

1.8.5. Описание видов 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 доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

На большинстве источников в качестве основного и резервного топлива используется мазут топочный 100, малозольный в соответствие 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 ООО «Тепло Людям. Кандалакша» 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 калорийностью 9542 Ккал/кг. 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 70.

Рисунок 70 – 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 №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ).

БАШНЕФТЬ
У Н П З

Филиал публичного акционерного общества
«Акционерная нефтяная компания «Башнефть» «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);

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-RU.HA19.B.01096/20
Срок действия - по 18.11.2023

ЕАС

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

Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °С, 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	0,50
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 пересчёте на сухое топливо (небраковочная), 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 33359-2015	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 "Asulphar" 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) Целищева Л.Н.
Дата выдачи паспорта 21.12.2021

МП
Для паспортов продукции ИЦ-УКК

Рисунок 71 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ»

Проверить паспорт
1. Отсканируйте QR-код
2. Убедитесь, что попали на сайт http://prip.slavneft.ru
3. Сравните оригинал на сайте и Вашу копию
Проверьте соответствие Вашего экземпляра паспорта полученным по ссылке

Публичное акционерное общество «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»
Юридический адрес:
Российская Федерация, 150023, Ярославская область, город Ярославль, Московский проспект, дом 130;
e-mail: post@yanos.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 N RU Д-RU.PA01.B.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 мазутам» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011 №826) (Приложение 3)
ГОСТ Р 55475-2013 «Топливо дизельное зимнее и арктическое депарафинированное. Технические условия»
ОКПД 2 19.20.21.325

Номер партии:	*483*
Дата изготовления:	*29 декабря 2022 г.*
Размер партии (масса)	*3558 т*
Место отбора проб (по ГОСТ 2517)	*244*
Дата отбора пробы	*29 декабря 2022 г.*
Дата проведения испытаний	*29 декабря 2022 г.*

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°С, кг/м³	ISO 12185:1996	-	800.0-855.0	*828.6*
5.	Массовая доля полициклических ароматических углеводородов, %	ГОСТ Р ЕН 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 ЕН ИСО 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, °С	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°С), единицы по шкале	ISO 2160:1998	-	Класс 1	*класс 1а*
15.	Окислительная стабильность: общее количество осадка, г/м³	ГОСТ Р ЕН ИСО 12205-2007	-	не более 25	*3*
16.	Смазывающая способность: скорректированный диаметр пятна износа при 60°С	ГОСТ Р ИСО 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°С, мм²/с	ГОСТ 33-2016	-	1.500-4.500	2.622
19.	Фракционный состав	ГОСТ 2177-99 (метод А)			
	перегоняется до температуры 180°С, % об.		-	не более 10	3.0
	95 % об. перегоняется при температуре, °С		не выше 360	не выше 360	340.0
20.	Температура помутнения , °С	ГОСТ 5066-2018 (метод Б)	-	не выше -22	-24
21.	Предельная температура фильтруемости , °С	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 метиловые эфиры 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 — С.В. Бугрецова

Лаборант — Н.К. Пономарева

Дата выдачи паспорта — 29 декабря 2022 г.

ПАО «Славнефть-ЯНОС» Центральная заводская лаборатория (ЦЗЛ) для паспортов г. Ярославль

ВиТЭК

КОПИЯ ВЕРНА
ПОДПИСЬ
КАЗАКОВА Е. В.
ДОВ-НОСТЬ Б/Н 22.10.2022

БАШНЕФТЬ
У Н П З

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 °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);

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-RU.НА19.В.01096/20
Срок действия - по 18.11.2023

ЕАС

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): 4086,032 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

Наименование показателя	Метод испытания	Норма по ТР ТС 013/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °С, 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	-	отсутствие	отсутствие
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, °С	ГОСТ 4333-2021	не ниже 90	не ниже 110	150
9. Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91 (метод Б)	-	не выше 25	10
10. Теплота сгорания (низшая) в пересчёте на сухое топливо (небраковочная), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-2021	-	не менее 39900	39900
11. Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ ISO 3675-2014	-	не нормируется. определение обязательно	1010,1
12. Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об.	ГОСТ 33359-2015	не более 17	не более 17	11,5

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:
- нейтрализатор сероводорода "EVASORB FF марки 142" в количестве до 900 г/тонну.

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 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 1510-2022;
- паспорт безопасности № 67827826/19558932.

Лаборант химического анализа (старший по смене) _____ Бакулина Г.Р.
МП Дата выдачи паспорта 05.02.2023

Результат анализа

УХЛ ИЗЫХ СТКК ООО СУЭК-ХАКАСИЯ

(наименование лаборатории)

Регистрационный номер документа аккредитации № 73-28/14

сроком действия до 28.06.2024

№ п/п	Наименование и обозначение показателя		Ед.Изм.	Результаты испытаний
1	Высшая теплота сгорания	Q_s	кКал/кг	7662,000
2	Низшая теплота сгорания	Q_i^r	кКал/кг	5182,000
3	Сера общая на сухое состояние	S_t^d	%	0,45
4	Выход летучих веществ	V^{daf}	%	40,7
5	Влага общ.на рабочее состояние	W_t^r	%	13,6
6	ЗольностьУгля В СухомСостоянии	A^d	%	17,6

Заведующий лабораторией _____ (подпись) ЛАРИНА МАРИНА АНАТОЛЬЕВНА (Фамилия, И.О.)

(Печать лаборатории)

Расчеты за качество топлива
(по золе, сере, влаге)

Кол-во тонн	Виды расчетов (по золе, сере, влаге)	Доплаты или скидки за качество					
		разница между расчетной нормой и фактическим содержанием	процент приплат или скидок	в расчете на одну тонну в коп.		сумма	
				приплата	скидка	приплата, руб.коп.	скидка, руб.коп.
1	2	3	4	5	6	7	8

Бухгалтер _____ (подпись) _____ (Фамилия, И.О.)

Типовая форма УПД-35
Утверждена Минтопэнерго России

Код по ОКУД	2039
Уголь SAP	1000000510
Партия SAP	0001927607

ООО "СУЭК-Хакасия"

(предприятие)

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.HA32.H00127 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 (A)	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

Низшая 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 пробы 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 опробования службой контроля качества по ГОСТ1137-64

_____ (подпись) 13.01.2023 ЗАХАРОВА ТАТЬЯНА АЛЕКСАНДРОВНА (фамилия, и.о.)

Передан через Диадок 17.01.2023 12:49 GMT+03:00
2d35862c-5d62-4e44-9b15-e8378ca336bd
Страница 1 из 3

Рисунок 72 – Паспорта качества топлива, используемого на котельных АО «МЭС»

Акционерное общество
"Газпромнефть - Омский НПЗ"
644040, Россия, г. Омск, пр. Губкина, 1

Паспорт № 24009043

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 N RU Д-RU.PA02.B.07396/21 по 26.10.2024

Продукция была изготовлена под управлением, установленным в системе менеджмента качества, соответствующей требованиям ISO 9001:2015. Сертификат № 21110159 QM15 по 13.02.2026.

Номер резервуара: **60** **Дата изготовления:** **19.05.2024 г.**
Дата отбора пробы: **19.05.2024 г.**
Количество, т: **1532.168** **Дата проведения анализа:** **19.05.2024 г.**

смесь 0/24 в/ц

Наименование показателя	Метод испытания	Норма ТР	Норма НД	Факт. значения
Вязкость при 80 °С, не более: кинематическая, мм2/с	ГОСТ 33	-	118,00	75,73
Зольность, %, не более для топлива котельного: зольного	ГОСТ 1461	-	0,140	0,045
Массовая доля механических примесей, %, не более	ГОСТ 6370	-	1,0	0,032
Массовая доля воды, %, не более	ГОСТ 2477	-	1,0	0,50
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	130
Массовая доля серы, %, не более, для топлива: III вида	ASTM D 4294	-	2,00	1,50
Массовая доля серы, %, не более	ГОСТ 32139	3,5	-	1,50
Температура застывания, °С, не выше	ГОСТ 20287 (метод Б)	-	38	0
Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (не браковочная), кДж/кг, не менее, для топлива: I, II, III вида	ГОСТ 21261	-	40530	40820
Плотность при 15 °С, кг/м3	ГОСТ Р 51069	-	Не нормируется. Определение обязательно	997,5
Плотность при 20 °С, г/см3 **	ГОСТ 3900	-	-	0,9941
Содержание сероводорода, ppm, не более	IP 570	-	10	0,73
Содержание сероводорода, ppm, не более	ГОСТ 33198	10	-	0,73
Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об, не более	ASTM D 1160	-	17	6,8
Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об, не более	ГОСТ 33359	17	-	6,8

Примечания:
1. Сведения о присадках:
- продукт приготовлен без добавления присадок.
2. **Дополнительный показатель включен в паспорт по требованию ПАО "Газпром нефть".
3. *** 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

Ведущий инженер по анализу качества продукции ЛТК _____ **Степанова А.И.**

Паспорт выдан: 19.05.2024 18:43:05 (Московское время 19.05.2024 15:43:05).

Для паспортов качества

Рисунок 73 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной АО «ММТП»

ООО «Бологоенефтепродукт»

170100, Тверская область, г. Тверь, ул. Симеоновская, д.39, оф.304Б
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 Экспертиз» аттестат аккредитации № RA.RU.21НТ27 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

Тверская область город Тверь Общество с ограниченной ответственностью "Бологое - нефтепродукт" Российская Федерация

ПРОДУКТ СТАНДАРТНЫЙ
Соответствует ГОСТ 10585-2013
ГОДЕН К ОТГРУЗКЕ
Представитель заказчика № 9
Кружилов В.А.
15 января 2020 г.

Гарантийные обязательства
Изготовитель гарантирует соответствие качества мазута флотского Ф5, 1,50%, ГОСТ 10585-2013 партия №2 при соблюдении

Рисунок 74 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной №22

1.8.6. Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе

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, котлах завода ТО ТБО, котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс», котельной ТЦ «Росляково – 1», котельной «Фестивальная», котельной АО «ММТП», котельной №22, что составляет 96,47% от общего использования топлива.

На котлах завода ТО ТБО в качестве основного топлива используется твердые бытовые отходы, на долю которого приходится 2,1% от общего использования.

На котельной ТЦ «Росляково Южное» и угольной котельной МУП «МУК» в качестве топлива используется каменный уголь, что составляет 1,34% от общего использования.

На дизельной котельной ООО «Тепло Людям. Кандалакша» в качестве основного топлива используется топливо дизельное, которое составляет 0,2% от общего использования.

1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа

Выбор приоритетного использования топлива для каждого источника рассмотрен при разработке мастер-плана развития системы теплоснабжения муниципального образования и представлен в последующих главах обосновывающих материалов настоящей схемы.

1.9. Надежность теплоснабжения

1.9.1. Общие положения

Надежность – свойство участка тепловой сети или элемента тепловой сети сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность обеспечивать передачу теплоносителя в заданных режимах и условиях применения и технического обслуживания. Надежность тепловой сети и системы теплоснабжения является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтопригодность и сохраняемость или определенные сочетания этих свойств.

При оценке показателей надежности теплоснабжения рассматриваются два уровня теплоснабжения потребителей расчетный и пониженный (аварийный), характеризующийся подачей потребителям аварийной нормы тепловой энергии во время ликвидации отказов в резервируемой части тепловых сетей.

Исходной информацией для расчета надежности системы тепловых сетей являются данные о структуре схемы теплоснабжения, длине и диаметре магистральных и квартальных трубопроводов от источников тепловой энергии (котельных) до конечных потребителей, а также данные статистики по повреждениям на тепловых сетях и сооружений на них и времени восстановления теплоснабжения потребителей.

При расчете надежности системы транспорта теплоносителя города Мурманска использовались следующие исходные данные:

- продолжительность отопительного периода – 273 суток (СП 131.13330.2020);
- нормативный показатель коэффициента готовности тепловых сетей к исправной работе принимается 0,97 (по СП 124.13330.2012);
- нормативный показатель вероятности безотказной работы тепловых сетей РТС = 0,9 (по СП 124.13330.2012);
- параметр потока отказов ω (1/м·год) – учитывает только те отказы, которые приводят к потере тепла.

Расчет выполнялся помощью программно-расчетного комплекса ГИС Zulu ПРК ZuluThermo.

Результаты расчета показателей надежности тепловых сетей представлены в Приложении Н к Главе 1.

1.9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Интенсивность (частота) отказов оборудования тепловых сетей должна вычисляться для следующих условий:

- интегральная интенсивность отказов/повреждений в течение года;
- интенсивность отказов/повреждений в течение отопительного периода;
- интенсивность отказов/повреждений при проведении на них испытаний на прочность и плотность и испытаний на максимальную температуру теплоносителя;
- интенсивность отказов/повреждений по зоне действия источника тепловой энергии.

Средняя интегральная интенсивность отказов (повреждений) вычислялась следующим образом:

$$\overline{\lambda}_{j.m} = \frac{\sum_{i=1}^{i=N} n_{i,j,m}}{L_{j,m}},$$

где

i	-	номер зарегистрированного события, состоящего в отказе оборудования тепловой сети;
j	-	год регистрации события
m	-	номер системы теплоснабжения (зоны действия системы теплоснабжения), для которой определяется частота отказов
N	-	общее число событий (отказов) за j-й год в зоне действия системы теплоснабжения m;
$n_{i,j,m}$	-	i-й отказ оборудования тепловой сети (участка, ЗРА, НС, и т.д.) в зоне действия системы теплоснабжения m за j-й год;
$L_{j,m}$	-	протяженность теплопроводов (прямого и обратного) тепловой сети, км.

В число событий для вычисления средней интегральной интенсивности отказов/повреждений в течение года включаются все зарегистрированные отказы тепловых сетей, после обнаружения которых проведена процедура ремонта (восстановления) оборудования тепловой сети в течение отопительного и неотопительного (в процессе гидравлических испытаний) периодов.

Протяженность тепловых сетей устанавливается по данным о протяженности прямого и обратного теплопроводов тепловой сети, представленных в электронной модели системы теплоснабжения и/или по данным расчета энергетических характеристик тепловых сетей.

Для вычисления интенсивности отказов/повреждений в расчет принимаются все зафиксированные события отказов оборудования тепловых сетей в течение календарного года, в том числе события отказов, которые не приводили к прекращению теплоснабжения потребителей, а также события отказов (повреждения, свищи на теплопроводах) с отложенным ремонтом.

В процессе вычислений предполагается, что протяженность и материальная характеристика тепловых сетей, а также значения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, остаются неизменными.

Ниже представлены интегральные показатели, характеризующие надежность тепловых сетей муниципального образования за ретроспективный период.

Описание показателей надежности систем теплоснабжения осуществлено на основании данных, предоставленных теплоснабжающими и теплосетевыми организациями о повреждениях объектов теплоснабжения.

Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» за 2019-2024 гг. представлена в разделе 1.3.9.

На тепловых сетях остальных источников аварий и инцидентов за последние 3 года не зафиксировано.

В таблицах ниже показана удельная повреждаемость магистральных и распределительных тепловых сетей.

Таблица 202 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО (АО «Мурманская ТЭЦ»)

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0,037	0,0	0,019	0,037	0,075
в отопительный период, 1/км/оп	0,019	0,0	0,019	0,037	0,075
в межотопительный период, 1/км/год,	0,019	0,0	0,0	0,0	0,0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 203 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Мурманской ТЭЦ

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0,101	0,0	0,050	0,101	0,101
в отопительный период, 1/км/оп	0,050	0,0	0,050	0,101	0,101
в межотопительный период, 1/км/год,	0,050	0,0	0,0	0,0	0,0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 204 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Южной котельной

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0,091
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0,091
в межотопительный период, 1/км/год,	0	0	0	0	0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 205 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Восточной котельной

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в межотопительный период, 1/км/год,	0	0	0	0	0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 206 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения котельной АО «Завод ТО ТБО»

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в межотопительный период, 1/км/год,	0	0	0	0	0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 207 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО (АО «МЭС», зона ЕТО 006)

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	-	1,717	1,509	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	0,618	0,309	-	-
в межотопительный период, 1/км/год,	-	1,099	1,200	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 208 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения Северная котельная

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	-	1,556	1,591	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	0,367	0,245	-	-
в межотопительный период, 1/км/год,	-	1,189	1,346	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 209 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения котельной Роста

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	-	2,869	2,295	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	1,530	1,435	-	-
в межотопительный период, 1/км/год,	-	1,339	0,861	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 210 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково -1»

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	-	1,820	0,317	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	1,583	0,000	-	-
в межотопительный период, 1/км/год,	-	0,237	0,317	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 211 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в системе теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково Южное»

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	-	4,751	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	4,751	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год,	-	0,000	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 212 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 002 (МУП «МУК», угольная котельная МУП «МУК»)

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в межотопительный период, 1/км/год,	0	0	0	0	0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 213 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 003 (АО «МЭС», котельная «Абрам-Мыс»)

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в межотопительный период, 1/км/год,	0	0	0	0	0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 214 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 004 (АО «МЭС», котельная «Фестивальная»)

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в межотопительный период, 1/км/год,	0	0	0	0	0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 215 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 007 (ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по военно-морскому флоту), котельная №22)

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в межотопительный период, 1/км/год,	0	0	0	0	0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

Таблица 216 – Показатели повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО 008 (ООО «Тепло людям. Кандалакша», котельная № 1 ул. Прибрежная (ранее дизельная котельная)

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0
в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
в межотопительный период, 1/км/год,	0	0	0	0	0
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	-	-	-	-	-
в отопительный период, 1/км/оп	-	-	-	-	-
в межотопительный период, 1/км/год	-	-	-	-	-
в т.ч. в период испытаний на прочность и плотность,	-	-	-	-	-
Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	-	-	-	-	-

На тепловых сетях АО «ММТП», ЖКС №9, МУП «МУК» и ООО «Тепло людям. Кандалакша» аварии (или информация об этом) за последние пять лет не зафиксированы (отсутствует).

1.9.3. Частота отключений потребителей

Частота отключений потребителей определяется количеством вынужденных отключений (отказов) участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям из-за возникновения повреждений оборудования и трубопроводов тепловых сетей.

Сведения о частоте и продолжительности отключений потребителей в результате аварий и инцидентов на тепловых сетях ТСО за 2020-2024 гг. представлены в разделе 1.3.9. Восстановление теплоснабжения осуществлялось в сроки, предусмотренные СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети. Актуализированная редакция».

1.9.4. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения

Одним из важнейших параметров при восстановлении тепловых сетей является продолжительность ремонтов, или ремонтопригодность. Под ремонтопригодностью понимается способность к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния участков тепловых сетей путем обеспечения их ремонта с последующим вводом в эксплуатацию после ремонта. В качестве основного параметра, характеризующего ремонтопригодность теплопровода, принимается время z_p (формула 9.2), необходимое для ликвидации повреждения.

Вычисление среднего времени восстановления осуществляется в соответствии с формулой Е.Я. Соколова:

$$z_p = a\left[1 + \left(b + cl_{c.з}\right)D^{1,2}\right],$$

Этот параметр зависит от конструкции теплопровода и типа его прокладки

(надземный или подземный), от диаметра теплопровода, расстояния между секционирующими задвижками, определяющими объем сетевой воды, которую нужно дренировать до начала ремонта, а затем восполнить после его завершения.

Параметр zp также зависит от оснащения теплосетевой организации машинами, механизмами и транспортом, которые требуются для выполнения аварийно-восстановительных работ. Как правило, параметр zp определяется по эксплуатационным данным, характерным для каждого теплоснабжающего предприятия.

Для расчета времени продолжительности ремонтов тепловых сетей в зависимости от условных диаметров трубопроводов zp коэффициенты a, b, c, приняты в соответствии с численными значениями времени восстановления теплопроводов, рекомендуемых СНиП 41-02-2003:

a	b	c
2.91256074780734	20.8877641154199	-1.87928919400643

В таблицах 217 представлены интегральные показатели восстановления тепловых сетей АО «Мурманская ТЭЦ».

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях.

Таблица 217 – Показатели восстановления на тепловых сетях Мурманская ТЭЦ

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	0	0	0	13	17,8
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	0	0	0	0	0
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	0	0	0	0	0
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	0	0	0	13	17,8

Таблица 218 – Показатели восстановления на тепловых сетях Южная котельная

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	0	0	0	0	8,8
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	0	0	0	0	0
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	0	0	0	0	0
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	0	0	0	0	8,8

Таблица 219 – Показатели восстановления на тепловых сетях Восточная котельная

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	0	0	0	0	0
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	0	0	0	0	0
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	0	0	0	0	0
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	0	0	0	0	0

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях.

Сведения о времени восстановления работоспособности тепловых сетей других ТСО отсутствуют.

1.9.5. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

На рисунках ниже показаны зоны ненормативной надежности источников теплоснабжения города Мурманска.

Результаты оценки надежности теплоснабжения приведены в документе «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования городской округ город-герой Мурманск на период с 2023 по 2042 годы (актуализация на 2026 год) Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения». Приложение 3 «Оценка надежности теплоснабжения».

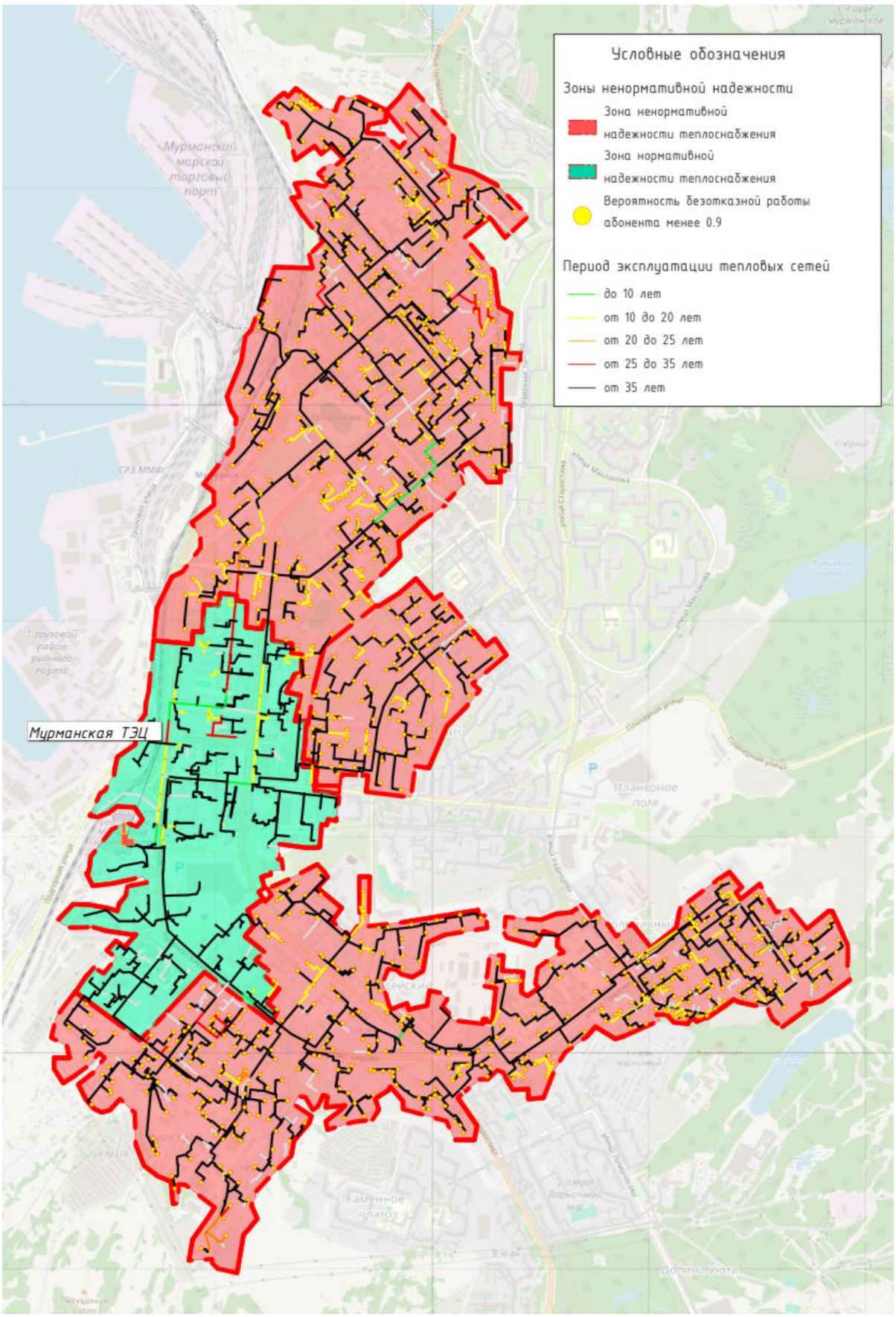


Рисунок 75. Зоны ненормативной надежности Мурманской ТЭЦ

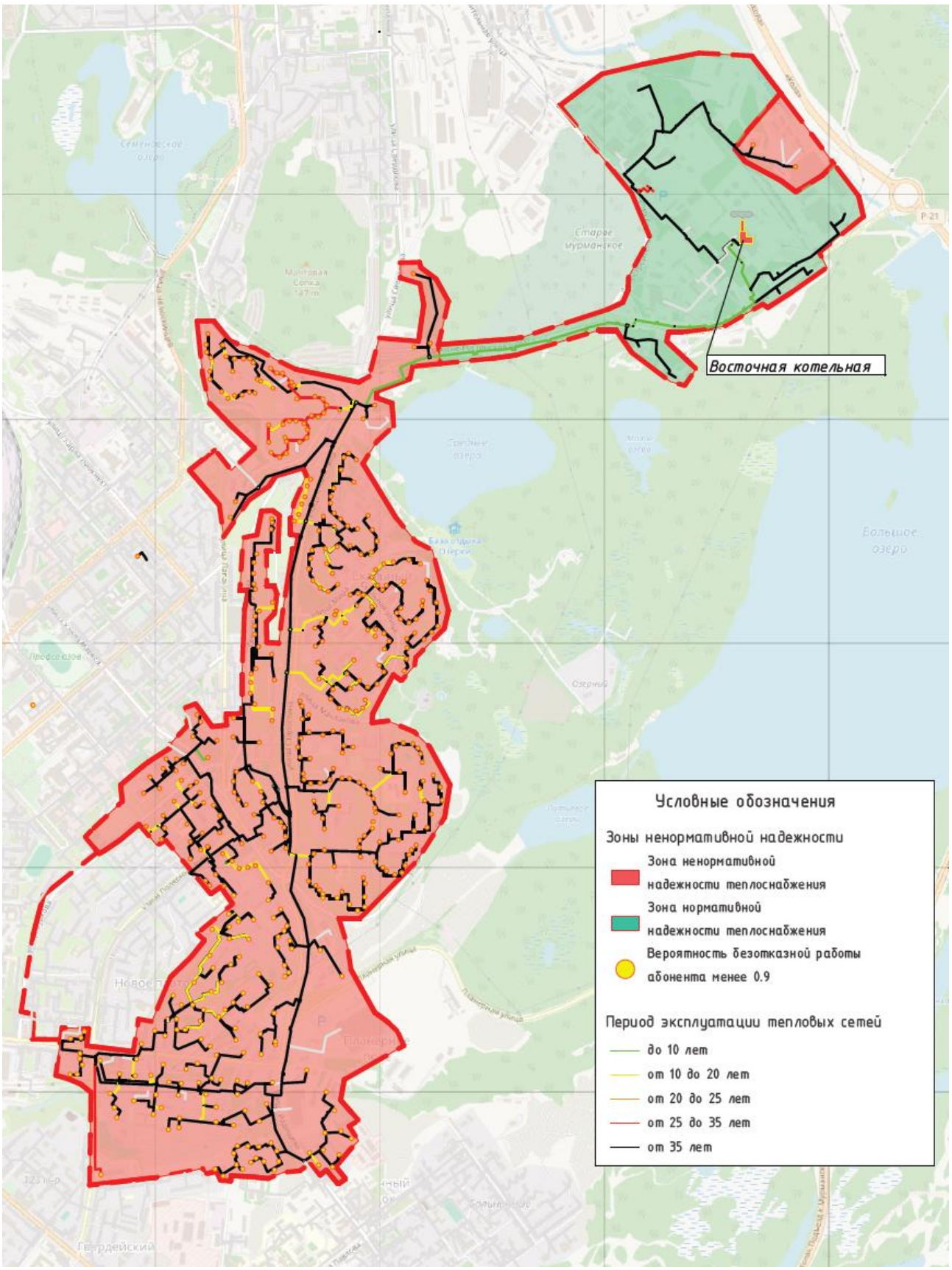


Рисунок 76. Зоны ненормативной надежности Восточной котельной

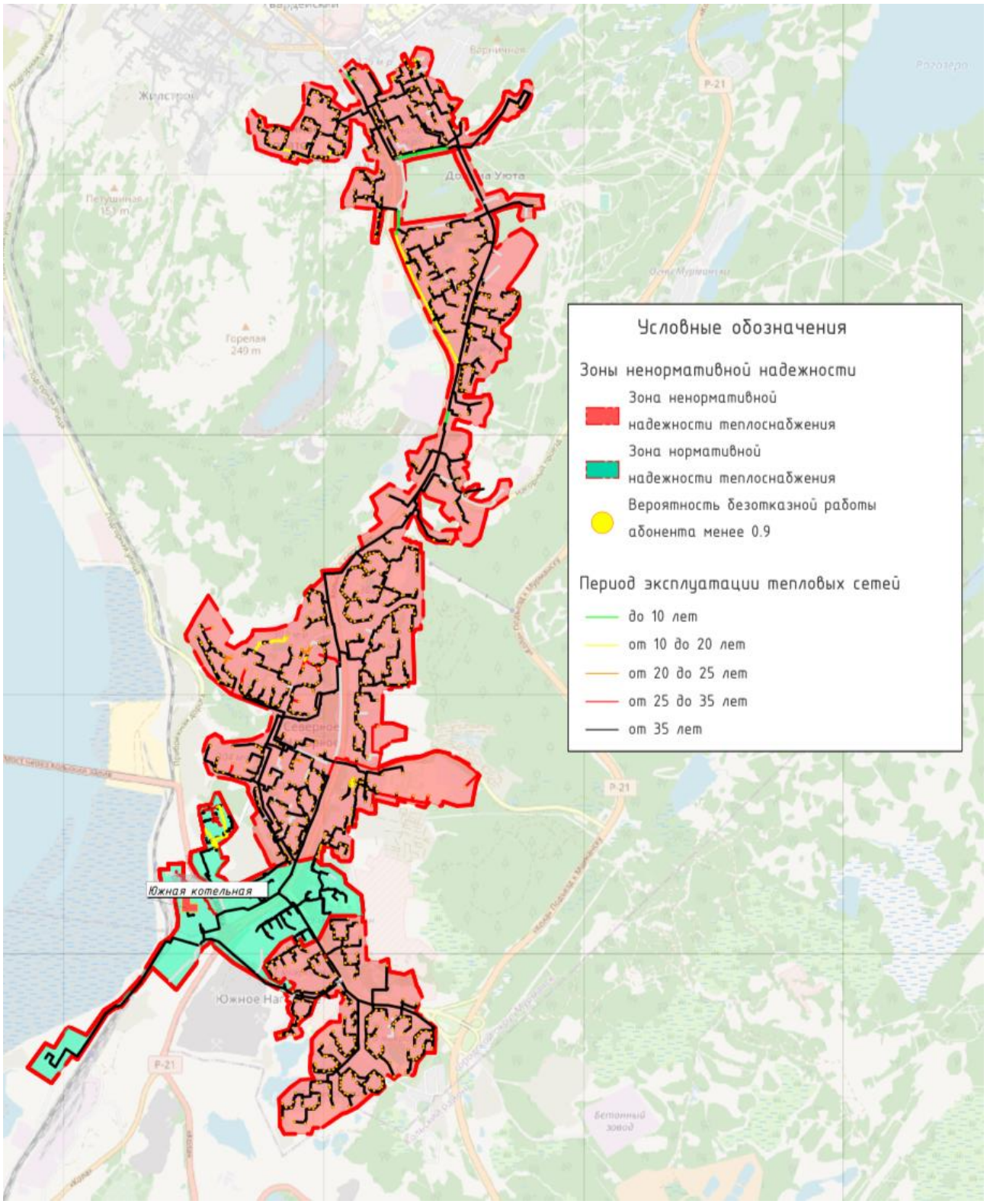


Рисунок 77. Зоны ненормативной надежности Южной котельной

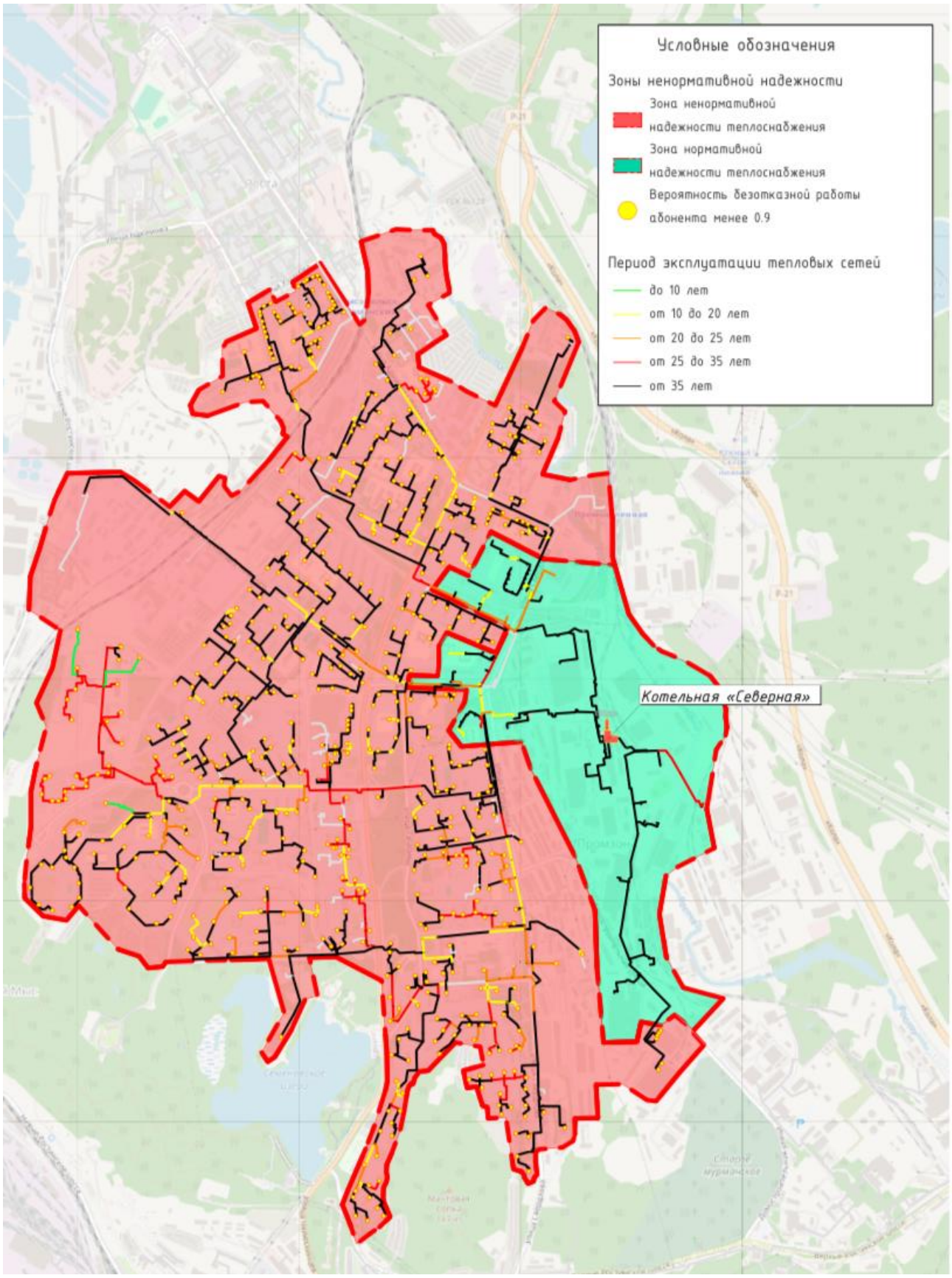


Рисунок 78. Зоны ненормативной надежности котельной «Северная»

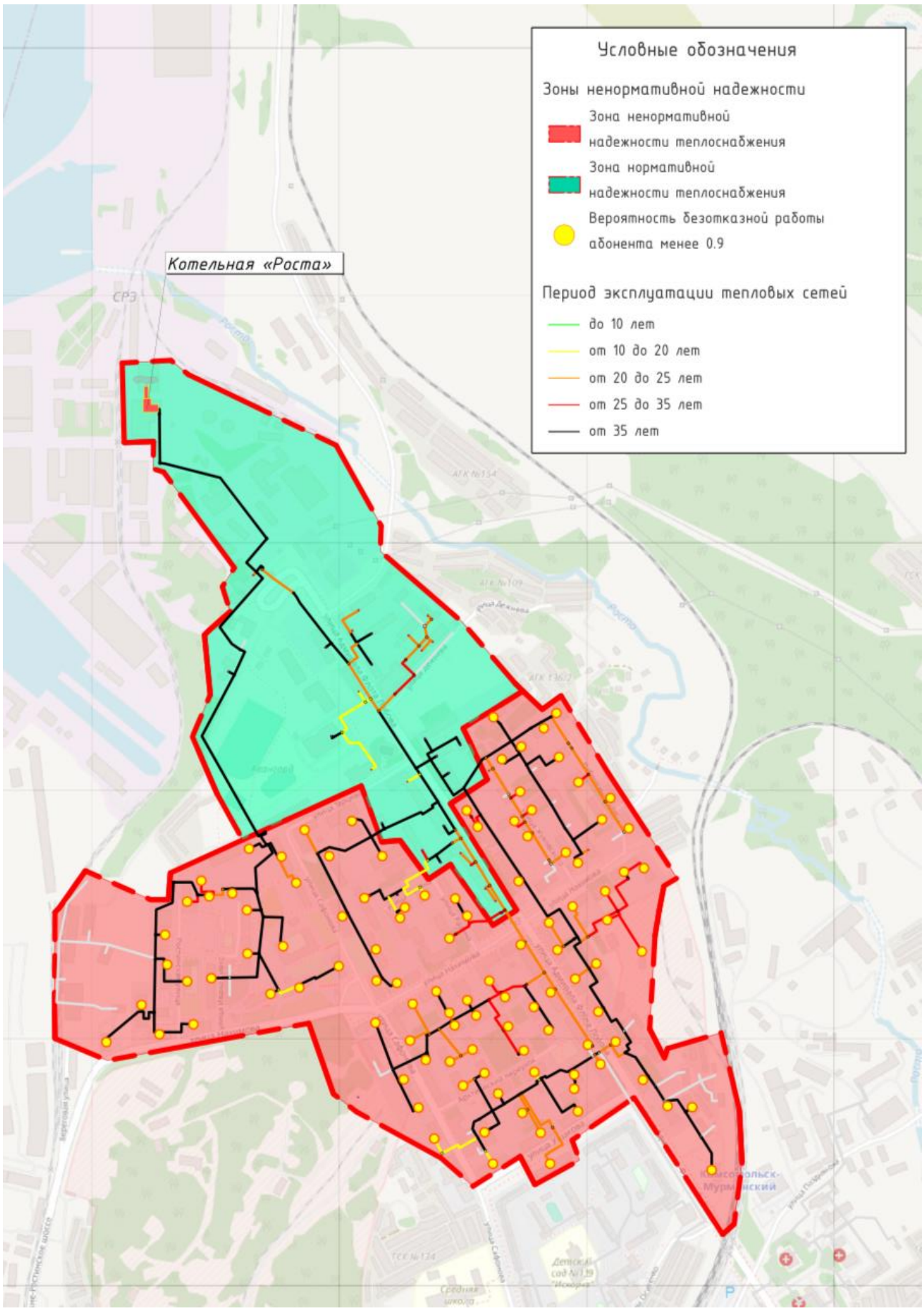


Рисунок 79. Зоны ненормативной надежности котельной «Роста»

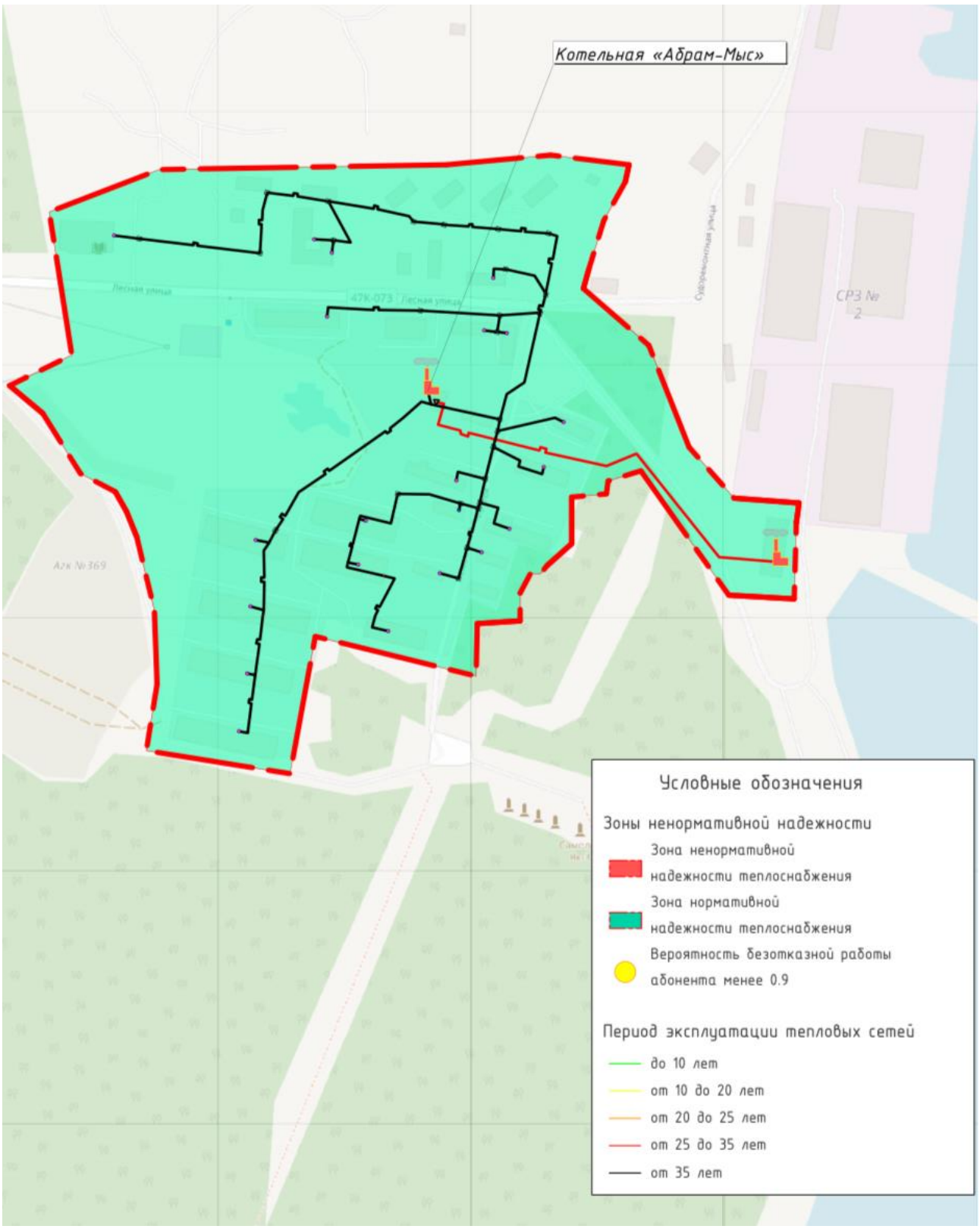


Рисунок 80. Зоны ненормативной надежности котельной «Абрам Мыс»

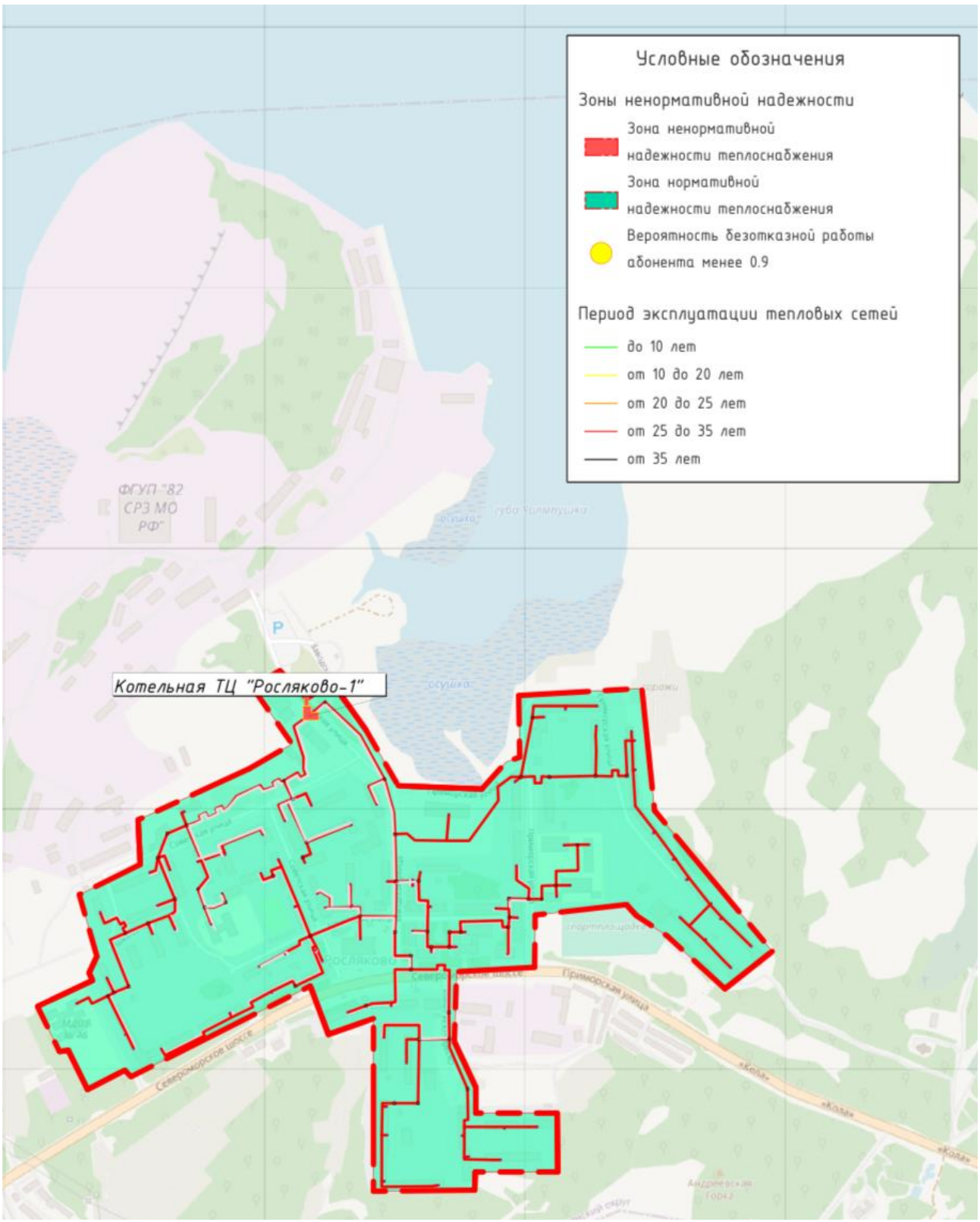


Рисунок 81. Зоны ненормативной надежности котельной ТЦ «Росляково -1»

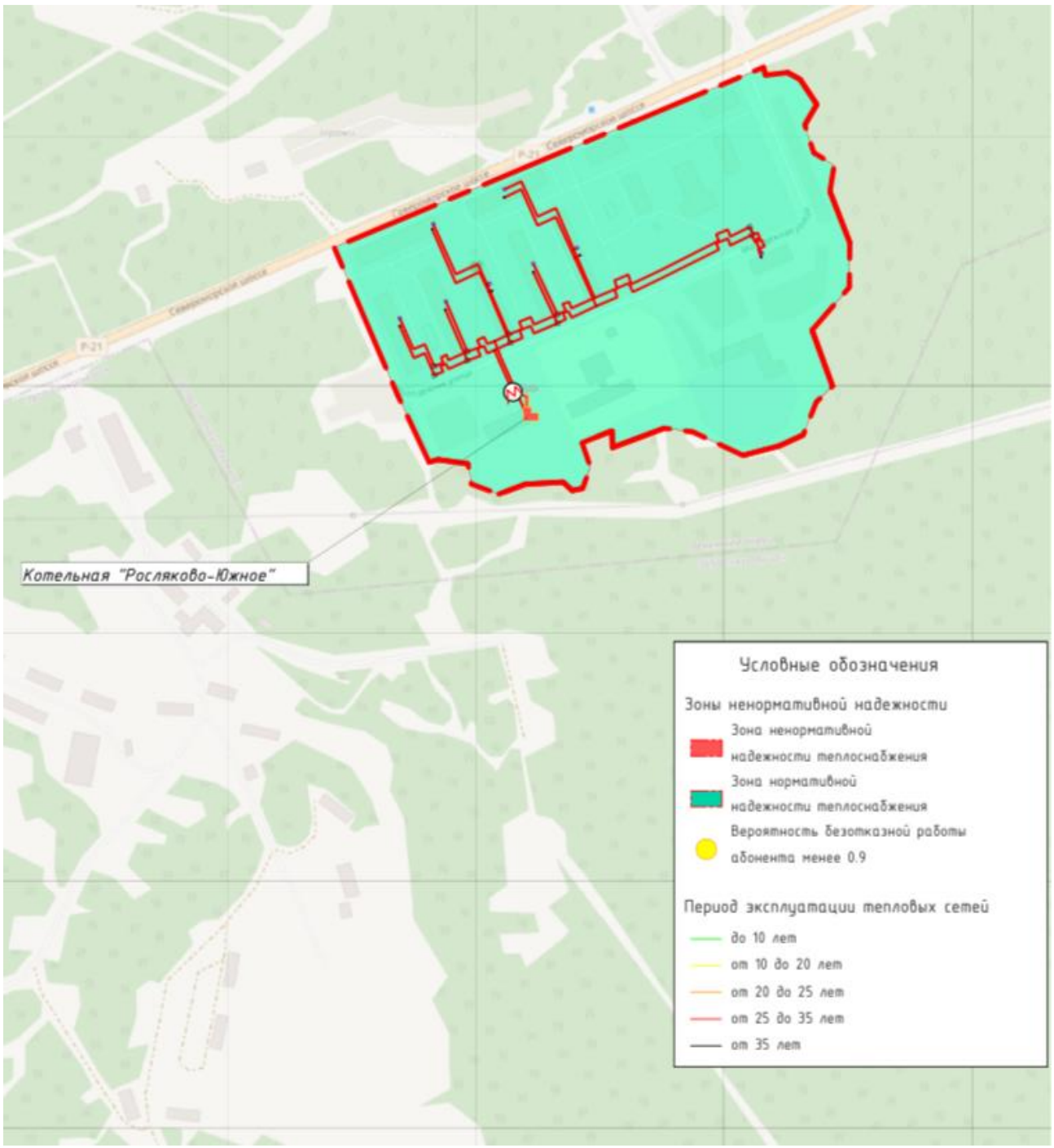


Рисунок 82. Зоны ненормативной надежности котельной ТЦ «Росляково Южная»

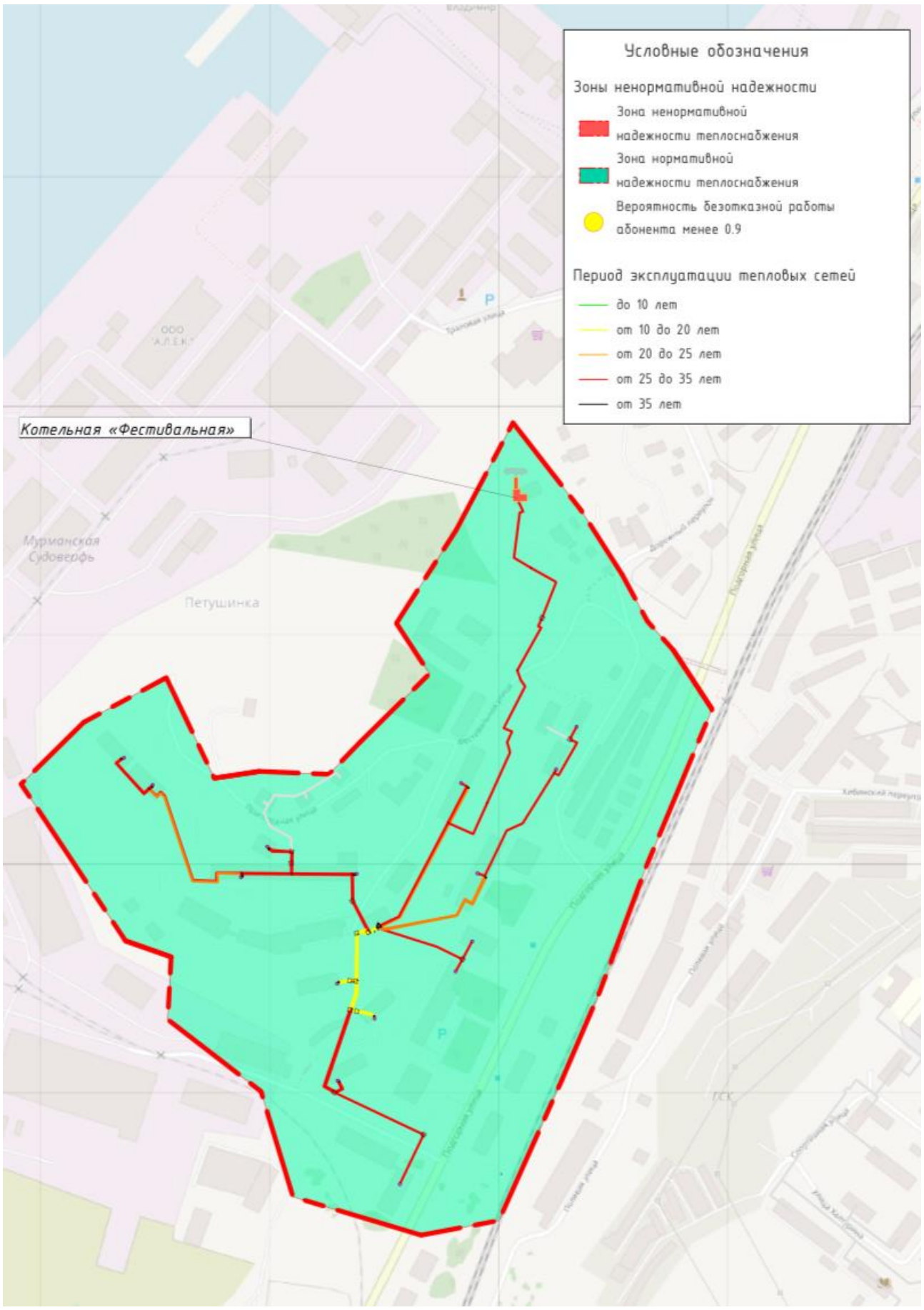


Рисунок 83. Зоны ненормативной надежности котельной «Фестивальная»

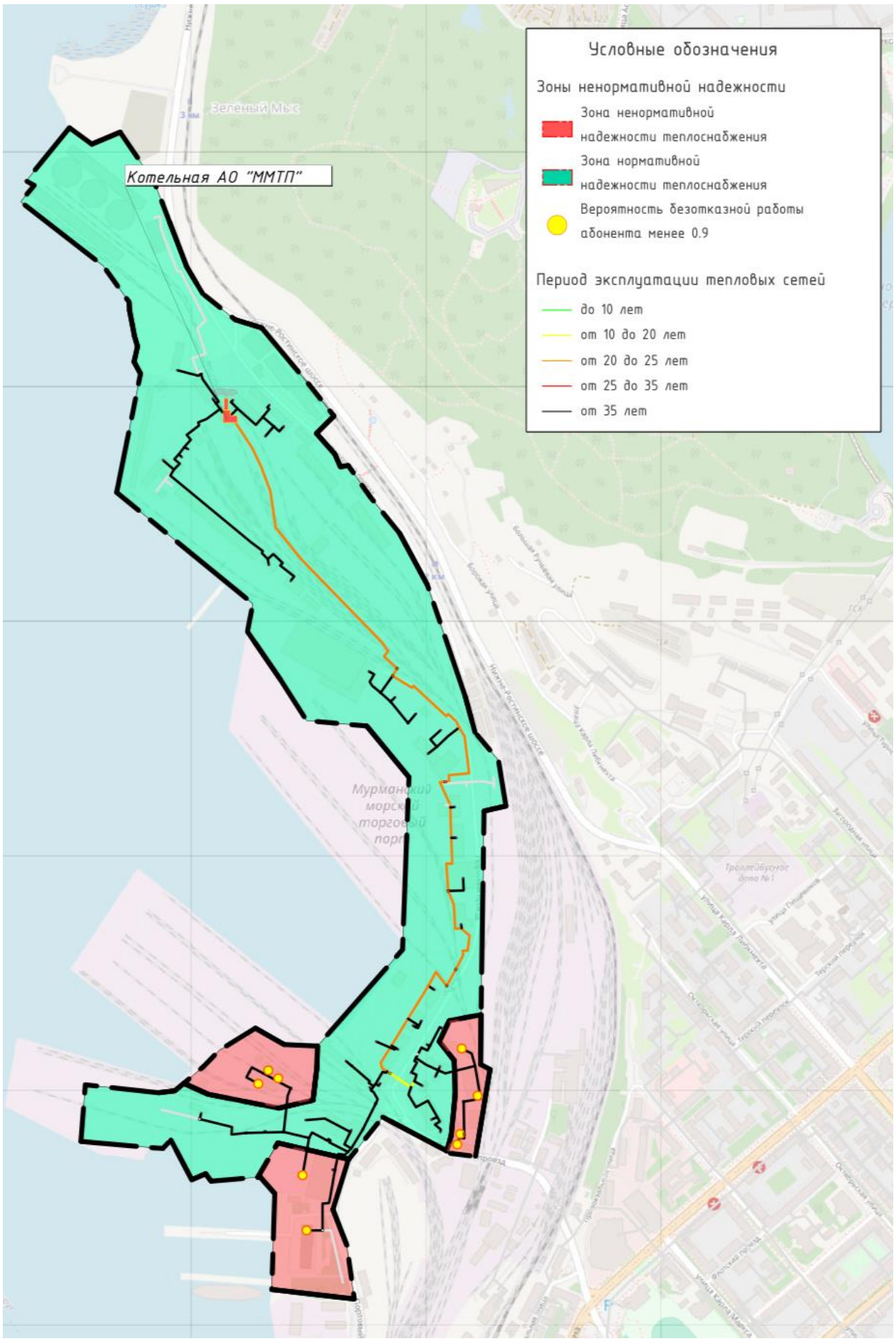


Рисунок 84. Зоны ненормативной надежности котельной «Фестивальная»

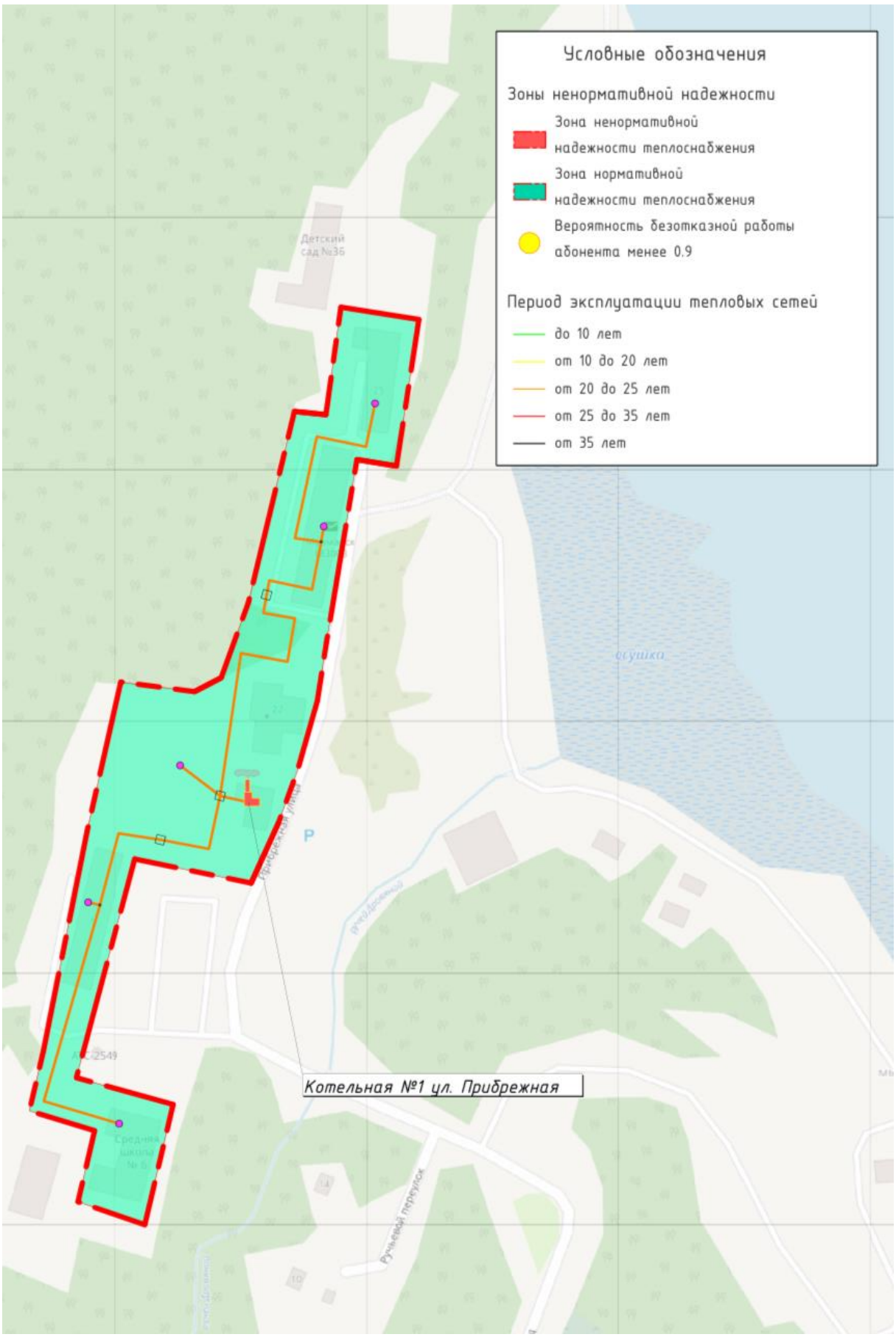


Рисунок 85. Зоны ненормативной надежности дизельной котельной ООО «ТЛК»

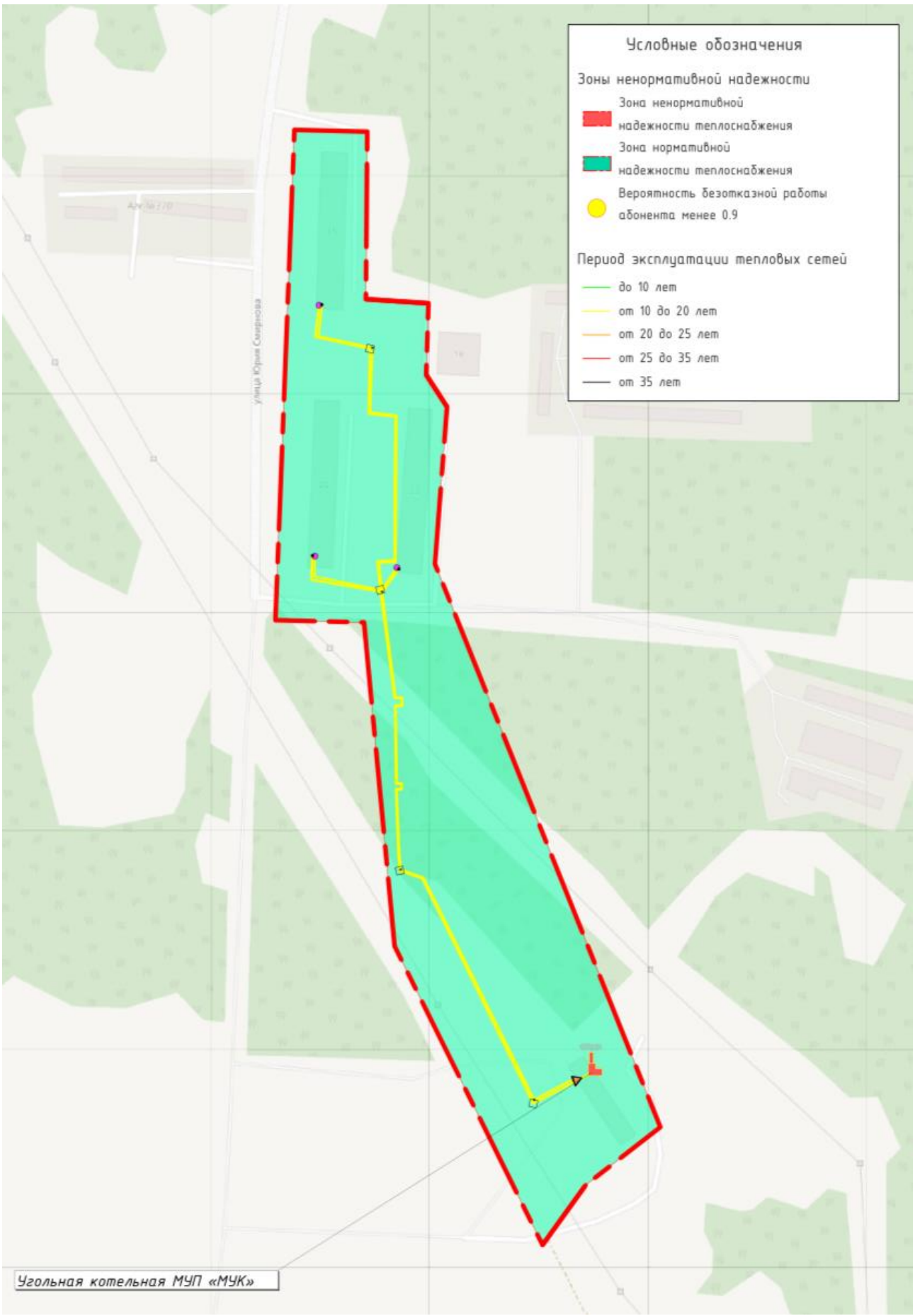


Рисунок 86. Зоны ненормативной надежности угольной котельной МУП «МУК»

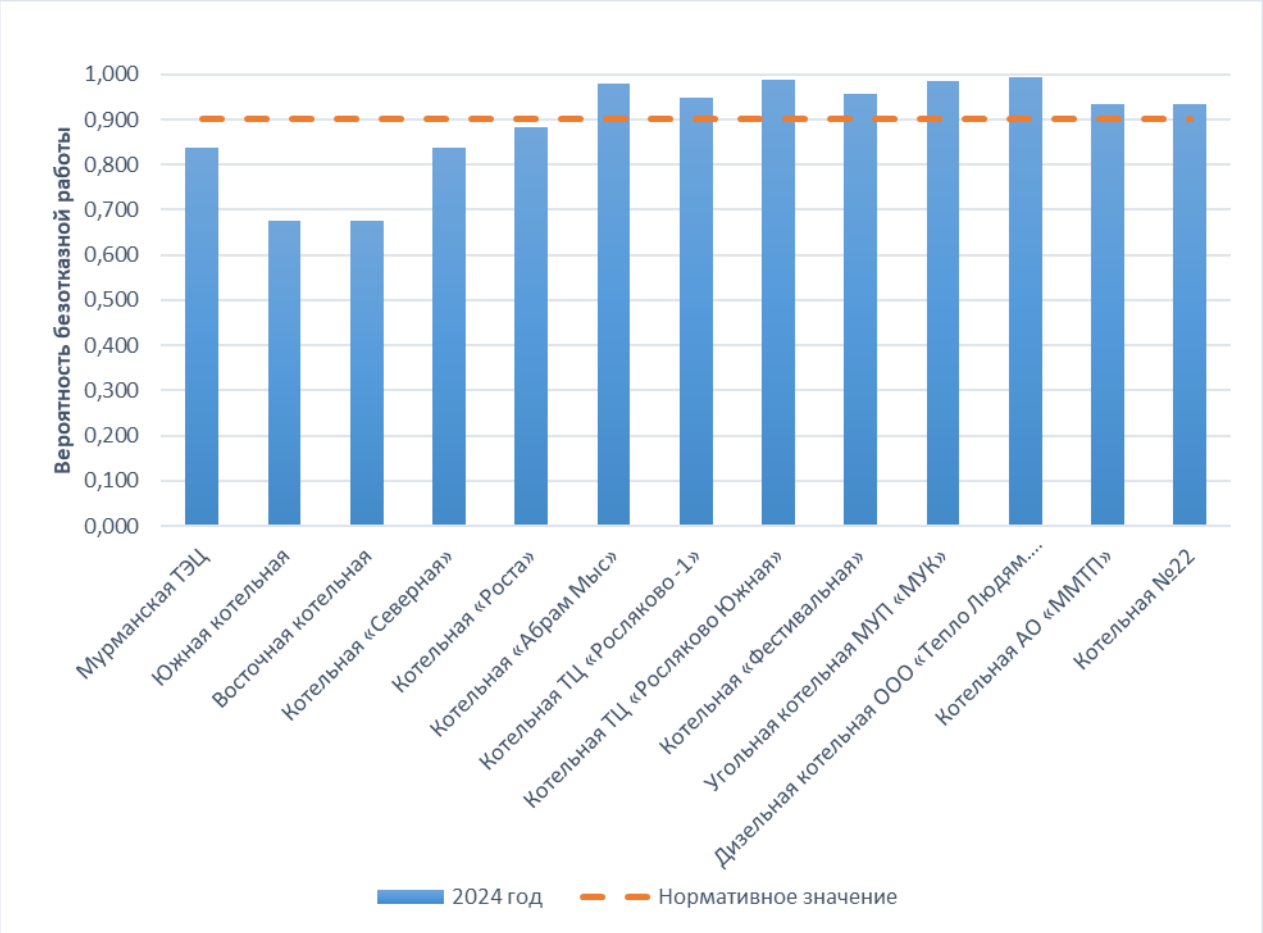


Рисунок 87. Средние значения вероятности безотказной работы в зонах действия источников г. Мурманск

Из анализа данных расчета можно сделать следующие выводы:

• значения показателей надежности в зонах Восточной котельной, Южной котельной, Мурманской ТЭЦ, котельной «Северная» и «Роста» не соответствуют нормативам, также значительная часть потребителей находится в зонах ненормативной надежности. Одним из основных факторов, влияющих на их снижение является продолжительный срок эксплуатации тепловых сетей без проведения их реконструкции;

• среднее значение ВБР в зоне действия источников АО «Мурманская ТЭЦ» составляет около 0,73, что также ниже нормативного значения.

1.9.6. Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"

Согласно полученным сведениям, за предыдущий пятилетний период аварийных ситуаций на тепловых сетях не возникало.

При прочих инцидентах на тепловых сетях значения времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений находится в допустимом интервале. Высокая надежность системы теплоснабжения достигается многократным резервированием тепловых сетей в границах кварталов от нескольких магистральных сетей.

Большинство квартальных вводов не являются резервируемыми. Ограничение теплоснабжения, по причине повреждения магистралей тепловых сетей, в большинстве случаев, приводит к отключению потребителей, подключенных между секционирующими задвижками поврежденной магистрали, но как правило не приводит к отключению горячего водоснабжения и/или снижению температуры внутри помещений у остальных потребителей системы теплоснабжения из-за технологической возможности переключения нагрузок через межлучевые перемычки и между зонами действия источников теплоснабжения.

Восстановление теплоснабжения осуществляется в сроки, предусмотренные согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети. Актуализированная редакция».

1.9.7. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, провести не удалось по причине отсутствия сведений о таковых.

Значения времени восстановления теплоснабжения потребителей в случае аварийных отключений находится в допустимом интервале (согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети. Актуализированная редакция.»). Высокая надежность системы теплоснабжения достигается многократным резервированием тепловых сетей в границах кварталов от нескольких магистральных сетей.

1.9.8. Расчет показателей надежности системы теплоснабжения г. Мурманска

Расчет показателей надежности в зонах действия источников города Мурманска был проведен с учетом мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению источников и тепловых сетей, проведенных в ретроспективный период, что отражено книге «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения городской округ город-герой Мурманск на период с 2023 по 2042 годы (актуализация на 2026 год). Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения», Приложение 3 «Оценка надежности теплоснабжения».

По имеющимся данным, показатель повреждаемости тепловых сетей в зоне деятельности ЕТО АО «Мурманская ТЭЦ» сохраняется на уровне 0,032 ед./км/оп. Значительный вклад в поддержание показателя вносят магистральные сети, т.к. программа капитальных ремонтов направлена в основном на реконструкцию магистральных теплопроводов.

По другим ЕТО для проведения анализа требуется предоставление статистических сведений по отказам на тепловых сетях.

1.10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Согласно Постановлению Правительства РФ №1140 от 30.12.2009 г. "Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющих деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии", раскрытию подлежит информация:

1. О ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам);
2. Об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности);
3. Об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества;
4. Об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;
5. О наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения;
6. Об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;
7. О порядке выполнения технологических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения.

Описание результатов хозяйственной деятельности осуществлено в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.

1.10.1. Технико-экономические показатели АО «Мурманская ТЭЦ»

АО «Мурманская ТЭЦ» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по передаче и распределению пара и горячей воды (тепловой энергии), обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей и оптовой торговле тепловой энергией (без их передачи и распределения).

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «Мурманская ТЭЦ» представлена в таблице 220.

Таблица 220 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Мурманская ТЭЦ» за 2021-2024 гг.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Общее (пр-во + передача) 2021	Общее (пр-во + передача) 2022	Общее (пр-во + передача) 2023	Общее (пр-во + передача) 2024
	Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)					
1	**Расходы на приобретение сырья и материалов**	**тыс.руб.**	162 412	167 767	176 557	193 865
2	**Расходы на ремонт основных средств**	**тыс.руб.**	50 297	51 955	54 677	141 154
3	**Расходы на оплату труда**	**тыс.руб.**	530 934	548 437	577 175	723 163
4	**Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями**	**тыс.руб.**	20 155	20 819	21 910	35 487
5	**Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:**	**тыс.руб.**	136 265	140 757	148 132	141 866
6	**Расходы на служебные командировки**	**тыс.руб.**	848	876	921	426
7	**Расходы на обучение персонала**	**тыс.руб.**	1 995	2 061	2 169	2 500
8	**Лизинговый платеж**	**тыс.руб.**	0	0	0	0
9	**Арендная плата**	**тыс.руб.**	0	0	0	0
10	**Другие расходы, в том числе:**	**тыс.руб.**	58 108	60 024	63 169	22 053
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	**тыс.руб.**	**961 013**	**992 696**	**1 044 711**	**1 260 514**
	Расчет неподконтрольных расходов					
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	**тыс.руб.**	6 060	5 192	5 476	9 335
1.2	Арендная плата	**тыс.руб.**	0	0	0	0
1.3	Концессионная плата	**тыс.руб.**	0	0	0	0
1.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	29 724	26 171	26 921	31 961
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	162 133	168 919	175 270	222 364
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	78 169	76 759	78 133	83 853
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	109 840	127 309	121 629	197 748
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	245 561	133 025	230 432	523 866
	ИТОГО	тыс.руб.	**631 487**	**537 375**	**637 861**	**1 069 127**
2	Налог на прибыль	тыс.руб.	67 337	12 537	0	16 441
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования		0	0	0	0
4	**Итого неподконтрольных расходов**	**тыс.руб.**	**698 824**	**549 912**	**637 861**	**1 085 568**
	Расходы на приобретение энергетических ресурсов					

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Общее (пр-во + передача) 2021	Общее (пр-во + передача) 2022	Общее (пр-во + передача) 2023	Общее (пр-во + передача) 2024
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	3 244 552	5 153 306	2 688 678	3 873 965
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	232 027	224 829	232 619	264 572
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	168 904	296 339	287 196	193 886
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	35 153	36 508	38 483	46 367
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0	0	0	0
6	**ИТОГО**		**3 680 636**	**5 710 982**	**3 246 976**	**4 378 789**
1	ПРИБЫЛЬ (нормативная, расчетная предпринимательская)	тыс.руб.	355 505	625 012	530 946	214 157
	Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов					
1	Операционные расходы	тыс.руб.	- 182 870	-55 034	- 57 992	0,00
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	- 80 915		- 34 981	33 731,22
3	Расходы на топливо	тыс.руб.	22 131		1 721 597	310 302,50
4	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	4 374		1 132	-29 978,64
5	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	388		2 146	45,83
6	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.			-27 373	-178 809,48
7	Прочие расходы	тыс.руб.	276 008		80 928,93	139 739,21
8	**ИТОГО**	**тыс.руб.**	**39 116**	**-55 034**	**1 685 457**	**275 031**
	Итого НВВ на производство и передачу	**тыс.руб.**	**5 735 094**	**7 823 567**	**7 145 951**	**7 214 058**
	Выработка	**тыс. Гкал**	**2 282,58**	**2 177,46**	**2 180,53**	**2 212,23**
	Полезный отпуск	**тыс. Гкал**	**2 053**	**1 993**	**1 998**	**1 999**
	население	**тыс. Гкал**	**1 369**	**1 367**	**1 359**	**1 373**
	прочие потребители	**тыс. Гкал**	**684**	**626**	**639**	**625**
	Тариф (себестоимость)	**руб./Гкал**	**2 793,57**	**3 925,64**	**3 576,84**	**3 609,44**

1.10.2. Технико-экономические показатели АО «МЭС»

АО «МЭС» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству, передаче и распределению пара и горячей воды (тепловой энергии), обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» представлена в таблицах 221 - 224.

Таблица 221 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по производству тепловой энергии за 2021-2023 гг. (без района Росляково)

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021		2022	2023
			Общее (пр-во + передача)	Производство	Общее (пр-во + передача)	Общее (пр-во + передача)
	Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)					
1	**Расходы на приобретение сырья и материалов**	**тыс.руб.**	**11 041**	**11 041**	**11 401**	**11 964**
2	**Расходы на ремонт основных средств**	**тыс.руб.**	**88 822**	**88 822**	**91 715**	**96 245**
3	**Расходы на оплату труда**	**тыс.руб.**	**397 296**	**397 296**	**410 235**	**430 501**
4	**Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями**	**тыс.руб.**	**0**			
5	**Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:**	**тыс.руб.**	**43 847**	**43 847**	**45 275**	**47 512**
5.1	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.	0			
5.2	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.руб.	0			
5.3	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.руб.	0			
5.4	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	0			
5.5	Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией	тыс.руб.	0			
5.6	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.руб.	43 847	43 847		
6	**Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)**	**тыс.руб.**	**0**			
7	**Расходы на обучение персонала**	**тыс.руб.**	**0**			
8	**Лизинговый платеж**	**тыс.руб.**	**0**			
9	**Арендная плата**	**тыс.руб.**	**0**			
10	**Другие расходы, в том числе:**	**тыс.руб.**	**93 991**	**93 991**	**97 052**	**101 846**
10.1	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	3 346	3 346	3 455	
10.2	Льготный проезд	тыс.руб.	0			
10.3	Цеховые расходы	тыс.руб.	0		51 771	
10.4	Другие услуги (общехозяйственные расходы)	тыс.руб.	90 645	90 645	41 826	
	ИТОГО операционные расходы	**тыс.руб.**	**634 996**	**634 996**	**655 678**	**688 068**
	Расчет неподконтрольных расходов					

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021		2022	2023
			Общее (пр-во + передача)	Производство	Общее (пр-во + передача)	Общее (пр-во + передача)
1.1	**Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регули-руемые виды деятельности**	**тыс.руб.**	**3 472**	**3 472**	**6 347**	6 914
1.2	**Арендная плата**	**тыс.руб.**	**69 323**	**69 323**	**67 122**	249
1.4	**Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:**	**тыс.руб.**	**1 229**	**1 229**	**1 796**	22 536
1.4.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду	тыс.руб.			1 220	
1.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.			45	
1.4.3	иные расходы	тыс.руб.	0		164	
1.4.5	налог на имущество	тыс.руб.	398	398	366	
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	126 876	126 876	131 009	137 480
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	27 416	27 416	28 050	28 048
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	15 079	15 079	13 352	68 724
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	45 026	45 026	59 869	62 501
	ИТОГО	тыс.руб.	**288 422**	**288 422**	**307 545**	**326 452**
2	Налог на прибыль	тыс.руб.	0		0	
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регули-рования	тыс.руб.	0		0	
4	**ИТОГО неподконтрольных расходов**	**тыс.руб.**	**288 422**	**288 422**	**307 545**	**326 452**
	Расходы на приобретение энергетических ресурсов					
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	1 284 163	1 284 163	1 943 306	958 024
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	80 125	80 125	83 204	86 378
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	0			
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	13 842	13 842	14 780	9 363
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0			
6	**ИТОГО расходы на приобретение энергетических ресурсов**	**тыс.руб.**	**1 378 130**	**1 378 130**	**2 041 290**	**1 053 765**
	Прибыль	**тыс.руб.**	**47 611**	**47 611**	**50 045**	**244 995**
	Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров		**0**		**34 068**	**-327 376**

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021		2022	2023
			Общее (пр-во + передача)	Производство	Общее (пр-во + передача)	Общее (пр-во + передача)
	расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов					
1	Операционные расходы	тыс.руб.	0			
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	0			
3	Расходы на топливо	тыс.руб.	0			
4	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	0			
5	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	0			
6	**ИТОГО**	**тыс.руб.**	**-141 080**	**-141 080**	**34 068**	**-327 376**
	Итого НВВ на производство и передачу	**тыс.руб.**	**2 208 078**	**2 208 078**	**3 088 626**	**1 985 904**
	Выработка	**тыс. Гкал**	**747,2**	**747,2**	**740,1**	**761,6**
	Собственные нужды котельной	**тыс. Гкал**	**48,2**	**48,2**	**50,8**	**55,5**
	Собственные нужды котельной	%	6,4%	6,4%	6,9%	7,3%
	Отпуск	**тыс. Гкал**	**699,1**	**699,1**	**689,3**	**706,2**
	Полезный отпуск	**тыс. Гкал**	**620,4**	**620,4**	**610,7**	**627,4**
	население		490,3	486,2		
	прочие потребители		130,1	130,1		
	Тариф (себестоимость)	**руб./Гкал**	**4 398,27**	**3 558,86**	**5 057,77**	**3 165,42**

Таблица 222 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по производству тепловой энергии за 2021-2023 гг. (жилой район Росляково)

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023
			Производство и передача	Производство и передача	Производство и передача
	Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)				
1	**Расходы на приобретение сырья и материалов**	**тыс.руб.**	176	181	190
2	**Расходы на ремонт основных средств**	**тыс.руб.**	7 629	7 877	8 266
3	**Расходы на оплату труда**	**тыс.руб.**	93 139	96 172	100 923
4	**Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями**	**тыс.руб.**			
5	**Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:**	**тыс.руб.**	**4 198**	**4 334**	4 549
6	**Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)**	**тыс.руб.**			
7	**Расходы на обучение персонала**	**тыс.руб.**			
8	**Лизинговый платеж**	**тыс.руб.**			
9	**Арендная плата**	**тыс.руб.**			
10	**Другие расходы, в том числе:**	**тыс.руб.**	**6 526**	**6 738**	**7 071**
	ИТОГО операционные расходы	**тыс.руб.**	**111 667**	**115 304**	**121 000**
	Расчет неподконтрольных расходов				
1.1	**Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регули-руемые виды деятельности**	**тыс.руб.**	**139**	**133**	707
1.2	**Арендная плата**	**тыс.руб.**	**3 744**	**3 744**	3 850
1.4	**Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:**	**тыс.руб.**	**208**	**485**	672
1.4.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду			474	
1.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.		8	
1.4.3	иные расходы	тыс.руб.		3	
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	30 166	31 148	32 687
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	4 004	3 911	3 286
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	1 386	1 737	1 631
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	5 166	5 729	7 032
	ИТОГО	тыс.руб.	**44 813**	**46 886**	**49865**
2	Налог на прибыль	тыс.руб.			

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023
			Производство и передача	Производство и передача	Производство и передача
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регули-рования				
4	**ИТОГО неподконтрольных расходов**	**тыс.руб.**	**44 813**	**46 886**	**49865**
	Расходы на приобретение энергетических ресурсов				
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	159 233	198 308	130 155
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	13 124	10 993	12 067
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.			
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	1 774	1 497	1 719
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.			
6	**ИТОГО расходы на приобретение энергетических ресурсов**	**тыс.руб.**	**174 130**	**210 798**	**143 942**
	Прибыль	**тыс.руб.**	**8 619**	**8 961**	**9 260**
	Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов			**4090**	**32 375**
1	Операционные расходы	тыс.руб.			
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.			
3	Расходы на топливо	тыс.руб.			
4	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.			
5	Расходы на холодную воду	тыс.руб.			
6	**ИТОГО**	**тыс.руб.**	**-26 798**	**4090**	
	Итого НВВ на производство и передачу	**тыс.руб.**	**312 431**	**386 039**	**356 441**
	Выработка	**тыс.Гкал**	**93,4**	**77,9**	**93,3**
	Собственные нужды котельной	**тыс.Гкал**	**5,4**	**4,4**	**5,1**
	Собственные нужды котельной				5,5%
	Отпуск	**тыс. Гкал**	**88,0**	**73,5**	**88,2**
	Полезный отпуск	**тыс.Гкал**	**79,1**	**64,6**	**79,3**
	население		67,3	-	
	прочие потребители		11,8	-	
	Тариф (себестоимость)	**руб./Гкал**	**3 950,62**	**5 973,82**	**4 492,58**

Таблица 223 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по обеспечению передачи тепловой энергии за 2021-2023 гг.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023
			Передача	Передача	Передача
	Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)				
1	**Расходы на приобретение сырья и материалов**	**тыс.руб.**	4 883	5 042	5 291
2	**Расходы на ремонт основных средств**	**тыс.руб.**	28 488	29 416	30 869
3	**Расходы на оплату труда**	**тыс.руб.**	114 147	117 865	123 687
4	**Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями**	**тыс.руб.**			
5	**Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:**	**тыс.руб.**	6 501	6 712	7 044
5.1	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.			
5.2	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.руб.			
5.3	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.руб.			
5.4	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.			
5.5	Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией	тыс.руб.			
5.6	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.руб.	6 501	6 712	7 044
6	**Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)**	**тыс.руб.**			
7	**Расходы на обучение персонала**	**тыс.руб.**			
8	**Лизинговый платеж**	**тыс.руб.**			
9	**Арендная плата**	**тыс.руб.**			
10	**Другие расходы, в том числе:**	**тыс.руб.**	**20 715**	**21 390**	**22 447**
	ИТОГО операционные расходы	**тыс.руб.**	**174 734**	**180 425**	**189 338**
	Расчет неподконтрольных расходов				
1.1	**Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регули-руемые виды деятельности**	**тыс.руб.**	**4 597**	**5 235**	**6 066**
1.2	**Арендная плата**	**тыс.руб.**	**55 165**	**52 439**	**47**
1.4	**Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:**	**тыс.руб.**	**167**	**853**	**20 168**
1.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.		0	
1.4.5	иные расходы	тыс.руб.		35	
1.4.5	налог на имущество	тыс.руб.	154	819	
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	33 624	**35 913**	**37 687**
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.			
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	6 280	**10 489**	**53 407**
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.			
	ИТОГО	тыс.руб.	**99 833**	**104 929**	**117 375**
2	Налог на прибыль	тыс.руб.			

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023
			Передача	Передача	Передача
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования				
4	**ИТОГО неподконтрольных расходов**	**тыс.руб.**	**99 833**	**104 929**	**117 375**
	Расходы на приобретение энергетических ресурсов				
1	Расходы на топливо	тыс.руб.			
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	13 521	11 600	11 854
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	298 510	419 478	382 207
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	0	0	0
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.			
6	**ИТОГО расходы на приобретение энергетических ресурсов**	**тыс.руб.**	**312 031**	**431 078**	**394 061**
	Прибыль	**тыс.руб.**	**16 316**	**16 888**	**123 107**
	Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов				**4 079**
1	Операционные расходы	тыс.руб.			
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.			
3	Расходы на топливо	тыс.руб.			
4	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.			
5	Расходы на холодную воду	тыс.руб.			
6	**ИТОГО**	**тыс.руб.**	**-39 339**	**-40 214**	
	Итого НВВ на производство и передачу	**тыс.руб.**	**563 575**	**693 106**	**827 960**
	Выработка	**тыс. Гкал**			
	Собственные нужды котельной	**тыс. Гкал**			
	Собственные нужды котельной				
	Отпуск	**тыс. Гкал**	**1 826,5**	**1 795,2**	**1 793,9**
	Полезный отпуск	**тыс. Гкал**	**1 719,7**	**1 688,3**	**1 687,0**
	население		1 719,7		
	прочие потребители				
	Тариф (себестоимость)	**руб./Гкал**	**327,72**	**410,53**	**490,78**

Таблица 224 – Структура тарифа на тепловую энергию, на услуги по передаче тепловой энергии АО «МЭС» на 2024 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Тариф на тепловую энергию (утверждено КТР 2024 г.) г. Мурманск (кроме п. Росляково)	Тариф на тепловую энергию (утверждено КТР на 2024 г.) г. Мурманск (п. Росляково)	Тариф на услуги по передаче тепловой энергии (Утверждено КТР на 2024 г)
1	**Операционные расходы**	**тыс.руб.**			**199 112,878**
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.			6 855,439
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.			56 214,256
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.			112 399,658
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.			
1.4.1.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.руб.			
1.4.2.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.			
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.			1 025,103
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.			
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.			106,851
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.руб.			
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.			22 511,572
2	**Неподконтрольные расходы**	**тыс.руб.**			**97 423,255**
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.			5 441,535
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.			14 791,630
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.			
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.			57,296
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.			

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Тариф на тепловую энергию (утверждено КТР 2024 г.) г. Мурманск (кроме п. Росляково)	Тариф на тепловую энергию (утверждено КТР на 2024 г.) г. Мурманск (п. Росляково)	Тариф на услуги по передаче тепловой энергии (Утверждено КТР на 2024 г)
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.			34 355,726
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.			42 777,068
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.			
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	тыс.руб.			
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.			
2.11.	Налог на прибыль	тыс.руб.			
3	**Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя**	**тыс.руб.**	**1 407 931,928**	**196 229,628**	**455 324,328**
3.1.	**Топливо**	**тыс.руб.**	**1 300 746,285**	**180 910,466**	
3.1.1.	**Мазут м-100**	**тыс.руб.**	**1 296 344,254**	**153 619,559**	
3.1.1.1	Цена топлива	руб/т.н.т.	14 560,35	14 560,35	
3.1.1.2	Объем топлива	т	89 032,506	10 550,542	
3.1.2.	**Уголь**	**тыс.руб.**	**0,000**	**27 290,907**	
3.1.2.1	Цена топлива	руб/т.н.т.		7 500,00	
3.1.2.2	Объем топлива	т		3 638,788	
3.1.3.	**Дизтопливо**	**тыс.руб.**	**4 402,031**	**0,000**	
3.1.3.1	Цена топлива	руб/т.н.т.	72 678,73		
3.1.3.2	Объем топлива	т	60,568		

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Тариф на тепловую энергию (утверждено КТР 2024 г.) г. Мурманск (кроме п. Росляково)	Тариф на тепловую энергию (утверждено КТР на 2024 г.) г. Мурманск (п. Росляково)	Тариф на услуги по передаче тепловой энергии (Утверждено КТР на 2024 г)
3.2.	**Электрическая энергия**	**тыс.руб.**	**92 563,461**	**13 140,433**	**14 042,387**
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	92 563,461	13 140,433	14 042,387
3.2.2.	НУР э/э	кВтч/Гкал	32,744	39,459	1,539
3.2.3.	Цена э/э	руб/кВтч	3,779	3,601	4,985
3.2.4.	Объем э/э	тыс.кВтч	24 496,499	3 648,754	2 817,173
3.3.	**Вода**	**тыс.руб.**	**14 622,182**	**2 178,728**	
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	14 622,182	2 178,728	
3.3.2.	НУР воды (производство)	куб.м./Гкал	0,546	0,864	
3.3.3.	Цена воды	руб/куб.м.	35,77	27,28	
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. куб.м.	408,830	79,863	
3.4.	**Расходы на тепловую энергию**	**тыс.руб.**			**441 281,941**
4.	**Прибыль**	**тыс.руб.**	**139 857,838**	**30 708,330**	**267,187**
4.1.	Расходы на капитальные вложения (инвестиции), за исключением расходов на капитальные вложения (инвестиции), осуществляемых за счет платы за подключение, сумм амортизации, средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации	тыс.руб.	137 019,175	30 419,291	
5	**Расчетная предпринимательская прибыль**	**тыс.руб.**			
6	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.			
7	Корректировка НВВ	тыс.руб.			34 747,605

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Тариф на тепловую энергию (утверждено КТР 2024 г.) г. Мурманск (кроме п. Росляково)	Тариф на тепловую энергию (утверждено КТР на 2024 г.) г. Мурманск (п. Росляково)	Тариф на услуги по передаче тепловой энергии (Утверждено КТР на 2024 г)
8	**Итого необходимая валовая выручка (НВВ)**	**тыс.руб.**	**3 357 378,744**	**428 686,060**	**786 875,252**
9	**Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)**	**руб./ Гкал без НДС**	**5 493,651**	**5 493,651**	**460,62**
10.	**Предельный тариф на тепловую энергию для населения (с НДС)**	**руб./Гкал**			
	Справочно: полезный отпуск	***тыс. Гкал***	***611,138***	***78,033***	***1 708,289***

1.10.3. Технико-экономические показатели МУП «МУК»

МУП «МУК» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству пара и горячей воды (тепловой энергии) угольной котельной в районе Дровяное, передаче и распределению горячей воды (тепловой энергии), обеспечению работоспособности котельной и тепловых сетей.

До 2024 года МУП «МУК» также осуществляло эксплуатацию дизельной котельной района Дровяное, которая в настоящей момент передана в рамках концессионного соглашения в эксплуатацию ООО «Тепло людям. Кандалакша».

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» представлена в таблицах 225-226.

Таблица 225 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» (угольная котельная)

№	Показатели	Ед. изм.	Год				
			2020	2021	2022	2023	2024
Подконтрольные (операционные) расходы							
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	269,778	276,695	325,687	287,763	305,403
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	140,491	144,093	623,105	111,377	118,204
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	5826,038	5 975,418	7 837,304	7 819,465	8 298,798
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	1102,308	1 130,571	50,000	0,000	0,000
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	483,637	496,037	597,522	670,260	711,347
5.1	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.	0,82	0,841	1,029	1,374	1,458
5.2	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.руб.	0	0	0	0	0,000
5.3	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.руб.	0	0	0	0	0,000
5.4	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	210,589	215,989	300,993	344,947	366,092
5.5	Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией	тыс.руб.	0	0	0	0	0
5.6	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.руб.	272,228	279,208	295,500	323,939	343,796
6	Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)	тыс.руб.	17,549	17,999	16,306	18,000	19,103
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	0	0	0	0	0
8	Лизинговый платеж	тыс.руб.	0	0	0	0	0
9	Арендная плата	тыс.руб.	0	0	0	0	0
10	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	4212,027	4 320,023	6 655,498	5 874,110	6 234,192
10.1	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	209,083	214,444	214,238	185,053	196,397
10.2	Льготный проезд	тыс.руб.	70,093	71,890	-	82,226	87,266
10.3.	Цеховые расходы	тыс.руб.	0	0	0	0	0
10.4.	Другие услуги (общехозяйственные расходы)	тыс.руб.	3932,851	4 033,689	6 441,260	5 606,830	5 950,529
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	12051,828	12 360,837	16 105,422	14 780,975	15 687,050

№	Показатели	Ед. изм.	Год				
			2020	2021	2022	2023	2024
Неподконтрольные расходы							
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	0	0	0	0	
1.2	Арендная плата	тыс.руб.	0	0	0	0	
1.3	Концессионная плата	тыс.руб.	0	0	0	0	
1.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	64,663	0	0	0	
1.4.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	0				
1.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.	0				
1.4.3	иные расходы (списание НДС на расходы)	тыс.руб.	0				
1.4.4.	транспортный налог	тыс.руб.	0				
1.4.5.	налог на имущество	тыс.руб.	64,663				
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1759,463	2 056,830	2 614,827	2 361,479	2 506,240
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	0	0			
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	245,126	245,126	273,838	245,126	245,130
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	0				
	ИТОГО	тыс.руб.	2069,252	2 301,956	2 888,665	2 606,605	2 751,370
2	Налог на прибыль	тыс.руб.	0	0	0		
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования		0	0	0		
4	Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	2069,252	2 301,956	2 888,665	2 606,605	2 751,37
Расходы на приобретение энергетических ресурсов							
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	5748,32	7 330,810	21 068,836	9 245,706	9 862,260
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	1463,925	1 520,448	1 489,691	1 635,084	1 845,800
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	0				0,000
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	67,796	80,128	42,188	75,814	49,700

№	Показатели	Ед. изм.	Год				
			2020	2021	2022	2023	2024
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0				
6	ИТОГО		7280,041	8 931,386	22 600,715	10 956,603	11 757,760
Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов							
1	Операционные расходы	тыс.руб.	0	0			
2	Неподконтрольные расходы (выпадающие расходы)	тыс.руб.	0	0		-475,850	
3	Расходы на топливо	тыс.руб.	-918,59	-871,28			
4	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	0	0			
5	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	0	0			
6	ИТОГО	тыс.руб.	-918,59	-871,28		-475,850	
НВВ на производство и передачу							
	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	20482,53	22 722,900	41 594,8	27 868,333	30 196,18
	Тариф	руб/Гкал	4696,75	4 444	4 338	6 391,82	6 800,94

Таблица 226 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» (дизельная котельная)

№	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2018	2019	2020	2021	2022	2023
Подконтрольные (операционные) расходы								
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	172,097	63,817	78,618	80,63	64,90	146,730
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	28,2	75,917	93,523	95,92	2,19	99,284
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	2 201,09	1742,756	1789,113	1 834,99	3 151,84	3 319,424
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	417,157	431,84	531,992	545,63	50,00	0,000
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	156,856	167,69	206,587	211,88	229,66	278,737
5.1	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.	0,747	1,419	1,748	1,79	1,20	1,570
5.2	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.руб.		0	0	0	0	0,000
5.3	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.руб.		0	0	0	0	0,000
5.4	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	153,959	166,276	204,839	210,09	227,96	277,167
5.5	Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией	тыс.руб.		0	0	0	0	
5.6	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.руб.	2,15	0	0	0	0,50	0,000
6	Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)	тыс.руб.	10,8	14,918	15,315	15,71	13,09	14,400
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.		0	0	0	0	0,000
8	Лизинговый платеж	тыс.руб.		0	0	0	0	0,000
9	Арендная плата	тыс.руб.	14,267	14,78	15,173	15,56	14,88	14,877

№	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2018	2019	2020	2021	2022	2023
10	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	2 337,40	2304,73	2837,608	2 910,36	2 665,69	2 414,781
10.1	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	0,481	19,414	23,916	24,53	1,97	16,963
10.2	Льготный проезд	тыс.руб.	0	7,936	8,147	8,36	19,93	17,708
10.3.	Цеховые расходы	тыс.руб.		0	0	0	0	0,000
10.4.	Другие услуги (общехозяйственные расходы)	тыс.руб.	2 336,92	2277,376	2805,545	2 877,48	2 643,79	2 380,110
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	5 337,87	4816,444	5567,93	5 710,69	6 192,25	6 288,234
Неподконтрольные расходы								
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.		0	0			
1.2	Арендная плата	тыс.руб.		0	0			
1.3	Концессионная плата	тыс.руб.		0	0			
1.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	2 545,83	143,266	151,061			
1.4.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.		0	0			
1.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.		0	0			
1.4.3	иные расходы (списание НДС на расходы)	тыс.руб.	2 379,18		0			
1.4.4.	транспортный налог	тыс.руб.		0	0			
1.4.5.	налог на имущество	тыс.руб.	166,653	143,266	151,061			
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	655,328	526,312	540,31	553,767	947,732	1 002,466

№	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2018	2019	2020	2021	2022	2023
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.		0	0			
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	354,353	354,353	354,353	354,353	354,353	354,353
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.		0	0			
	ИТОГО	тыс.руб.	3 555,52	1023,931	1045,724	908,12	1 302,09	1 356,819
2	Налог на прибыль	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования		0	0	0	0	0	0
4	Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	3 555,52	1023,931	1045,724	908,12	1 302,09	1 356,819
Расходы на приобретение энергетических ресурсов								
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	12619,00	11719,54	18588,39	19 648,357	21 454,213	24 055,930
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	444,946	472,594	626,553	656,999	684,890	772,461
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	0	0	0	0	0	
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	7,054	22,99	26,756	14,468	4,788	6,362
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0	0	0	0	0	
6	ИТОГО		13 071,004	12215,12	19241,701	20 319,824	22 143,891	24 834,753
НВВ на производство и передачу								
	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	21 964,384	17630,84	25603,925	26 453,789	29 638,231	32 479,806
	Тариф	руб/Гкал		6603,31	8232,77	8 239,38	9 989,29	10 477,36

1.10.4. Технико-экономические показатели АО «Завод ТО ТБО»

АО «Завод ТО ТБО» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству и сбыта пара (тепловой энергии).

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «Завод ТО ТБО» представлена в таблице 227.

Таблица 227 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Завод ТО ТБО» за 2018-2020 год

№ п.п.	Показатели	Единица измерения	2018	2019	2020 (ожидаемое)
Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)					
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	16 707,00	7 573,48	7 876,42
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	15 293,00	1 900,21	1 900,21
3	Расходы на оплату труда, в том числе	тыс.руб.	62 214,00	67 386,05	67 386,05
	-расходы на оплату труда ППП	тыс.руб.	46 765,50	51 842,73	51 842,79
	-расходы на оплату труда цехового и АУП персонала	тыс.руб.	15 448,50	15 543,28	15 543,28
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	10 494,00	844,48	857,57
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	10 977,00	6 787,62	10 082,38
5.1	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.	330,00	197,10	216,81
5.2	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.руб.	616,00	840,00	960,00
5.3	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.руб.			
5.4	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	10 031,00	3 360,00	6 276,00
5.5	Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией	тыс.руб.			
5.6	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.руб.		2 390,52	2 629,57
6	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	23,00		
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	59,00		
8	Лизинговый платеж	тыс.руб.			
9	Арендная плата	тыс.руб.	3 734,00	3 429,76	3 772,74
10	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	1 407,00	33 983,91	36 550,00
10.1	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	1 407,00		
10.2	Расходы на канцелярские товары	тыс.руб.			
10.3.	Клининговые услуги	тыс.руб.			
10.4.	Другие услуги, в том числе	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00
	прочие расходы			6 236,00	
10.2.	услуги по приему шлака Региональным оператором	тыс.руб.		27 747,91	36 550,00

№ п.п.	Показатели	Единица измерения	2018	2019	2020 (ожидаемое)
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	120 908,00	121 905,52	128 425,37
Расчет неподконтрольных расходов					
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.			
1.2	Арендная плата	тыс.руб.		3 429,2	3 429,2
1.3	Концессионная плата	тыс.руб.			
1.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	1 796,2	2 936,4	12 994,5
1.4.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размеще-ние отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	56,0	503,1	10 386,0
1.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.	179,0	166,6	183,3
1.4.3	иные расходы	тыс.руб.	226,0		
1.4.4.	транспортный налог	тыс.руб.	50,2	62,0	
1.4.5.	налог на имущество	тыс.руб.	1 285,0	2 204,7	2 425,2
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	18 788,6	20 350,6	20 350,6
	-отчисления на соц. нужды от оплаты труда ППП	тыс.руб.	14 123,2	15 656,5	15 656,5
	-отчисления на соц. нужды от оплаты труда цехового и АУП персонала	тыс.руб.	4 665,4	4 694,1	4 694,1
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	698,0		
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	2 983,0	3 743,0	2 983,0
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	2 561,0		
	ИТОГО	тыс.руб.	26 826,8	30 459,2	36 328,1
2	Налог на прибыль	тыс.руб.			
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регули-рования				
4	Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	26 826,8	30 459,2	36 328,1
Расходы на приобретение энергетических ресурсов					
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	4799	6888	5768
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	13629	13739	19369
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	2063	5236	5236
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	2644	3538	3892
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.		14795	
6	ИТОГО		23 135,00	44 196,65	34 265,55
	Прибыль				
1	Нормативная прибыль	тыс.руб.	1 509,03		933,58
	Нормативный уровень прибыли	%	1,23%	0,50%	0,40%

№ п.п.	Показатели	Единица измерения	2018	2019	2020 (ожидаемое)
2	Расчетная предпринимательская прибыль				
3	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.			
	ИТОГО НВВ на производство	тыс.руб.	172 378,88	196 561,36	199 952,57
	Баланс тепловой энергии				
	отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал, в том числе	тыс. Гкал	130,70	135,00	135,00
	- Сторонняя реализация	тыс. Гкал	84,00	81,00	81,00
	- Собственные источника нужды		46,70	54,00	54,00
	Энергетическая утилизация ТКО	тыс. Гкал	84,00	72,90	81,00
	Тариф расчетный (себестоимость с рентабельностью)	руб./Гкал	1 318,89	1 291,00	1 481,13
	Тариф утвержденный КТР на период	руб./Гкал	1260,06	1269,37	1324,63

1.10.5. Технико-экономические показатели АО «ММТП»

АО «ММТП» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству пара и горячей воды (тепловой энергии) котельной.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности АО «ММТП» представлена в таблице 228.

Таблица 228 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «ММТП» за 2021 - 2022 года

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2021	2022
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	-	-
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	-	-
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	4315,72	4582,88
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	-	-
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	-	-
6	Другие расходы	тыс.руб.	3435,08	5867,66
7	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	-	-
8	Арендная плата	тыс.руб.	164,26	
9	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	-	-
10	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1270,68	1364,75
11	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	1 289,09	1791,43
12	Расходы на топливо	тыс.руб.	8145,70	11144,46
13	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	780,44	707,69
14	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	70,19	123,81
15	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	19471,15	23791,24
16	Полезный отпуск	тыс. Гкал	16,459	14,857

1.10.1. Технико-экономические показатели ООО «Тепло Людям. Кандалакша»

ООО «Тепло людям. Кандалакша» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству пара и горячей воды (тепловой энергии) дизельной котельной в районе Дровяное, передаче и распределению горячей воды (тепловой энергии), обеспечению работоспособности котельной и тепловых сетей.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ООО «Тепло людям. Кандалакша» представлена в таблице ниже.

Таблица 229 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ООО «Тепло людям. Кандалакша» за 2024 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2024 г.
1	Операционные расходы	тыс.руб.	9 175,14
1.1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	298,59
1.2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	338,47
1.3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	6 725,39
1.4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	484,5
1.4.1.	Транспортные расходы связанные с обслуживанием производственных объектов	тыс.руб.	
1.4.2.	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	тыс.руб.	
1.5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	
1.6.	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	2,91
1.7.	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	
1.8.	Лизинговый платеж, арендная плата	тыс.руб.	
1.9.	Другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам	тыс.руб.	1 325,28
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	2 847,38
2.1.	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	
2.2.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	501,74
2.3.	Концессионная плата	тыс.руб.	
2.4.	Арендная плата	тыс.руб.	
2.5.	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	
2.6.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	2 031,07
2.7.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	314,57
2.8.	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	
2.9.	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	тыс.руб.	
2.10.	Суммарная экономия от снижения операционных расходов и от снижения потребления энергетических ресурсов, достигнутая регулируемой организацией в предыдущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.	
2.11.	Налог на прибыль	тыс.руб.	

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2024 г.
3	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	24 571,33
3.1.	Топливо	тыс.руб.	23 797,87
3.1.1.	Затраты на топливо (дизель)	тыс.руб.	23 797,87
3.1.1.1	Цена 1 тонны топлива	руб/т.н.т.	66 690,08
3.1.1.2	Объем топлива	т	356,84
3.1.2.	Затраты на топливо (пеллеты)	тыс.руб.	
3.1.2.1.	Цена 1 тонны топлива	руб/т.н.т.	
3.1.2.2	Объем топлива	т	
3.2.	Электрическая энергия	тыс.руб.	676,95
3.2.1.	Затраты на э/э	тыс.руб.	
3.2.2.	НУР э/э	кВтч/Гкал	33,65
3.2.3.	Цена э/э	руб/кВтч	6,1731
3.2.4.	Объем э/э	тыс.кВтч	109,66
3.3.	Вода	тыс.руб.	96,51
3.3.1.	Затраты на воду	тыс.руб.	
3.3.2.	НУР воды (производство)	куб.м./Гкал	0,8
3.3.3.	Цена воды	руб/куб.м.	37,02
3.3.4.	Расход воды (объем)	тыс. куб.м.	2,61
4.	Нормативная прибыль	тыс.руб.	431,94
4.1.	Расходы на капитальные вложения (инвестиции), за исключением расходов на капитальные вложения (инвестиции), осуществляемых за счет платы за подключение, сумм амортизации, средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации	тыс.руб.	
5	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	639,8
6	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	
7	Корректировка НВВ	тыс.руб.	
8	Итого необходимая валовая выручка (НВВ)	тыс.руб.	37 665,59
9	Экономически обоснованный тариф на тепловую энергию (среднегодовой)	руб./ Гкал без НДС	12 150,19
10.	Льготный тариф на тепловую энергию, поставляемую группе потребителей «население» во втором полугодии	руб./Гкал с НДС	4 000,00

1.10.2. Технико-экономические показатели ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)

ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по передаче и распределению пара и горячей воды (тепловой энергии).

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) представлена в таблице 230.

Таблица 230 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) (с 01.07.2017 по 31.12.2017)

№ п/п	Наименование показателя		Единица измерения	с 01.07.2017 по 31.12.2017*
1	Вид регулируемой деятельности			производство, тепловой энергии
2	Выручка от регулируемой деятельности		тыс.руб.	132 898,25
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:		тыс.руб.	1 474 127,96
3.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)		тыс.руб.	
3.2	Расходы на топливо всего		тыс.руб.	872 091,35
	в том числе по видам топлив			
3.2.1	мазут М-100	Стоимость	тыс.руб.	73 408,61
		Объем	тн.	3 968,58
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	
		Способ приобретения		
3.2.1	мазут флотский ф-5	Стоимость	тыс.руб.	631 893,96
		Объем	тн.	23 567,53
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	
		Способ приобретения		
3.2.2	уголь каменный	Стоимость	тыс.руб.	139,805,53
		Объем	тн	40 417,20
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	
		Способ приобретения		
3.2.3	электроэнергия (как вид топлива)	Стоимость	тыс.руб.	14 144,07
		Объем	тыс. кВт*ч	306,79
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс. руб.	
		Способ приобретения		
3.2.4	дизельное топливо	Стоимость	тыс.руб.	12 839,18
		Объем	тн.	306,79
		Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	
		Способ приобретения		
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:		тыс.руб.	61 407,42
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч		руб.	4,70
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии		тыс. кВт*ч	13 072 347,9
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе		тыс.руб.	9 939,64

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	с 01.07.2017 по 31.12.2017*
3.5	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	31,43
3.6	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	374 330,21
3.7	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	23 166,90
3.8	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	2 267,91
3.10	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	112 658,26
3.11	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	8 942,52
3.12	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств (в том числе информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 % суммы расходов по указанной статье расходов)	тыс.руб.	
3.13	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации	тыс.руб.	8 878,55
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе по каждому источнику тепловой энергии (Гкал/час)	Гкал/час	703,6
9	тепловая нагрузка по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности (Гкал/час)	Гкал/час	280,18
10	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	236,06
11	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии	тыс. Гкал	0,00
12	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям, в том числе:	тыс. Гкал	43,51
	По приборам учета	тыс. Гкал	13,05
	По нормативам потребления	тыс. Гкал	30,45
13	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	Гкал/ч.мес	93 200
14	фактические объемы потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	28,46
15	среднесписочная численность основного производственного персонала	чел.	1 518,05
16	среднесписочная численность административно-управленческого персонала	чел.	42
17	удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемую в тепловую сеть, с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у.т./Гкал	0,74
18	удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. кВт ч/Гкал	59
19	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам	куб. м/Гкал	0,7

*данные об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации за 2018-2020 гг. не предоставлены

1.11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет

1.11.1.1. Динамика утвержденных тарифов АО «Мурманская ТЭЦ»

Сведения об утвержденных тарифах АО «Мурманская ТЭЦ», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 231.

Динамика изменения утвержденных тарифов на тепловую энергию за период с 2021 по 2024 год, поставляемую АО «Мурманская ТЭЦ» потребителям и устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, графически представлена на рисунках 88-93.

Таблица 231 – Сведения о размере и динамики утвержденных тарифов АО «Мурманская ТЭЦ»

№ п/п	Наименование	2022 01.01.22-30.06.22	2022 01.07.22-30.11.22	2023 30.11.22-30.06.23	2023 01.07.23-31.12.23	2024 01.01.24-30.06.24	2024 01.07.24-31.12.24
1.	Потребители (кроме населения) (без НДС)						
1.1	Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» (не льготные прочие потребители)	2952,07	5226,71	3 576,84	3 576,84	3 576,84	3 653,77
	Изменение тарифа, %		77%		-32%		2%
1.2	Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» (льготные прочие потребители)	2952,07	3394,88	-	-	3 576,84	3 653,77
	Изменение тарифа, %		15%			5%	2%
1.3	Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Кола, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» (не льготные прочие потребители)	2967,89	5431,42	3 576,84	3 576,84	3 576,84	3 653,77
	Изменение тарифа, %		83%		-34%		2%
1.4	Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Кола, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» (льготные прочие потребители)	2967,89	3413,07	-	-	3 576,84	3 653,77
	Изменение тарифа, %		15%			5%	2%
1.5	Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске, присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт» (не льготные прочие потребители)	3294,19	5784,42	4 067,62	4 067,62	4 067,62	4 073,36
	Изменение тарифа, %		76%		-30%		0,14%
1.6	Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске, присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт» (льготные прочие потребители)	3294,19	3623,61	3 841,03	3 841,03	3 841,03	4 390,02
	Изменение тарифа, %		10%		6%		14%
1.7	Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (не льготные прочие потребители)	3632,98	6399,24	3 576,84	3 576,84	-	-
1.8	Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (льготные прочие потребители)	3632,98	3789,20	-	-	-	-
2.	Льготный тариф на тепловую энергию, поставляемую населению (с учетом НДС)						
2.1	Льготный тариф для потребителей в г. Мурманске, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»	3149,11	3284,53	3 481,60	3 481,60	3 481,60	3 826,28
			4%		6%		10%

№ п/п	Наименование	2022	2022	2023	2023	2024	2024
		01.01.22-30.06.22	01.07.22-30.11.22	30.11.22-30.06.23	01.07.23-31.12.23	01.01.24-30.06.24	01.07.24-31.12.24
2.2	Льготный тариф для потребителей в г. Кола, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»	3400,00	3546,20	3 758,97	3 758,97	3 481,60	3 826,28
			4%		6%		2%
2.3	Льготный тариф для потребителей в г. Мурманске, присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт»	3384,74	3513,36	3 724,16	3 724,16	3 724,16	4 000,00
			4%		6%		7%
2.4	Льготный тариф для потребителей в г. Мурманске, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	2180,31	2311,56	2 519,60	2 519,60	2 519,60	2 829,51
			6%		9%		12%

Рисунок 88. Динамика установленных тарифов для потребителей (население), присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»

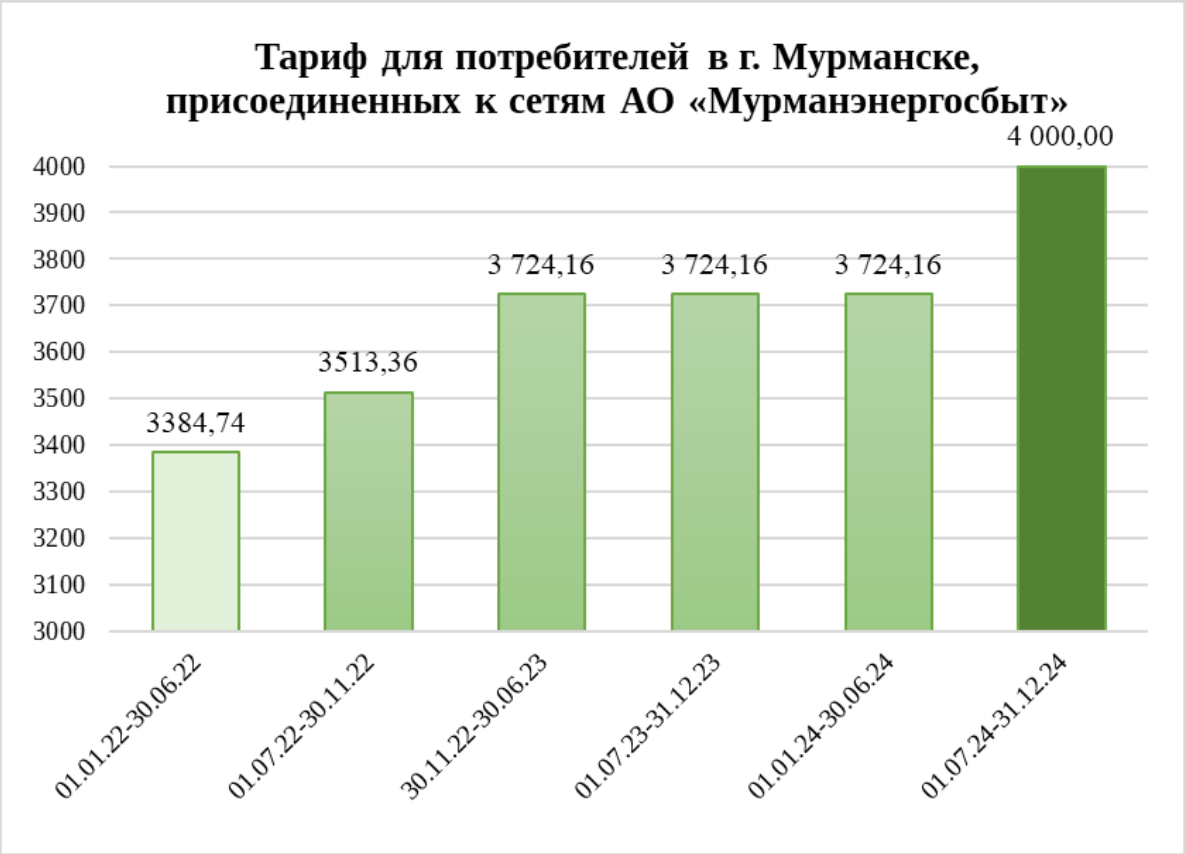


Рисунок 89. Динамика установленных тарифов для потребителей (население), присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт»

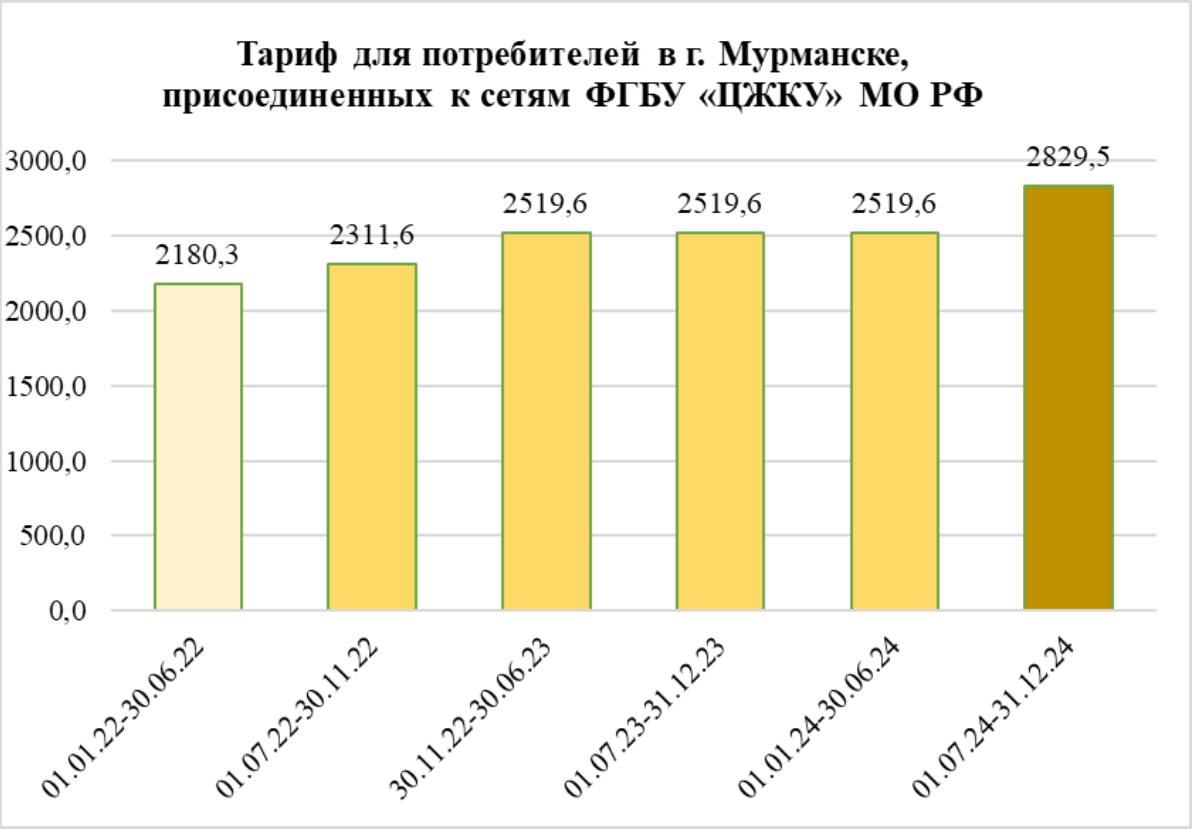


Рисунок 90. Динамика установленных тарифов для потребителей (население), присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ

Рисунок 91. Динамика установленных тарифов для потребителей, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ» (не льготные прочие потребители)

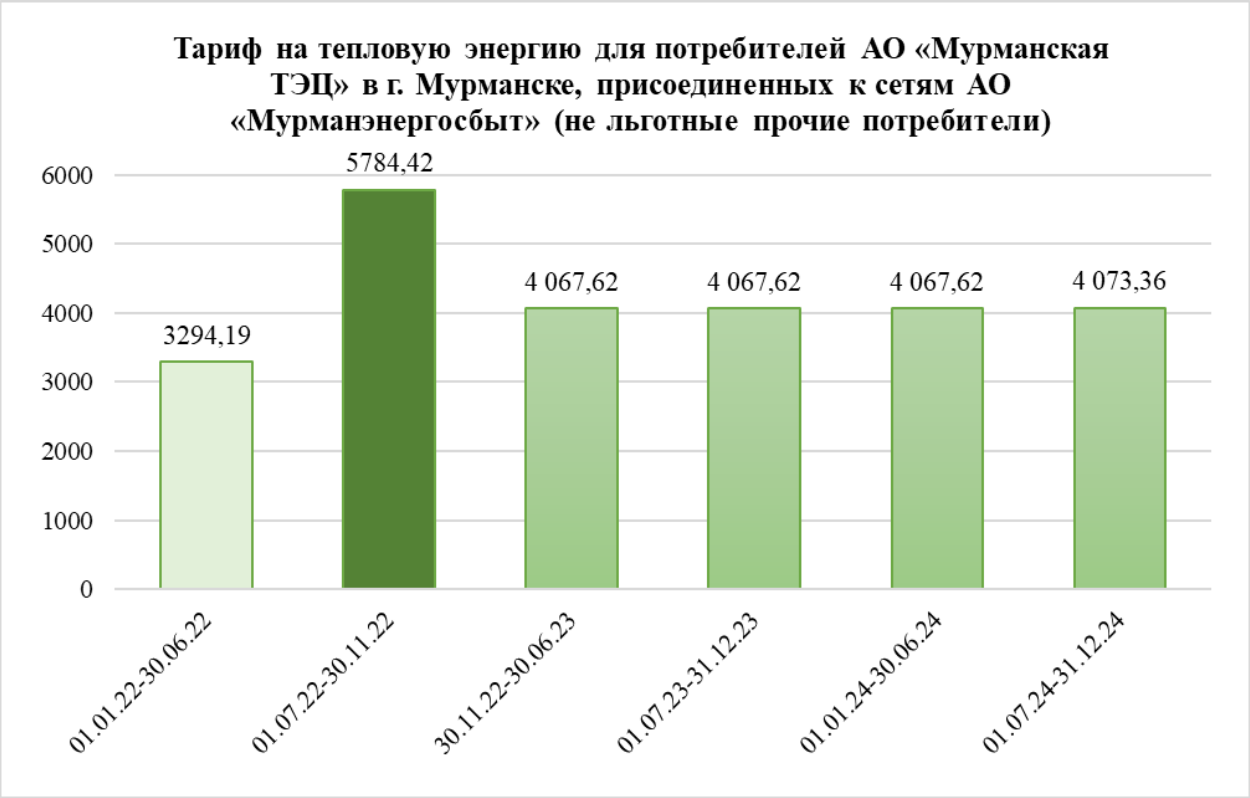


Рисунок 92. Динамика установленных тарифов для потребителей, присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт» (не льготные прочие потребители)

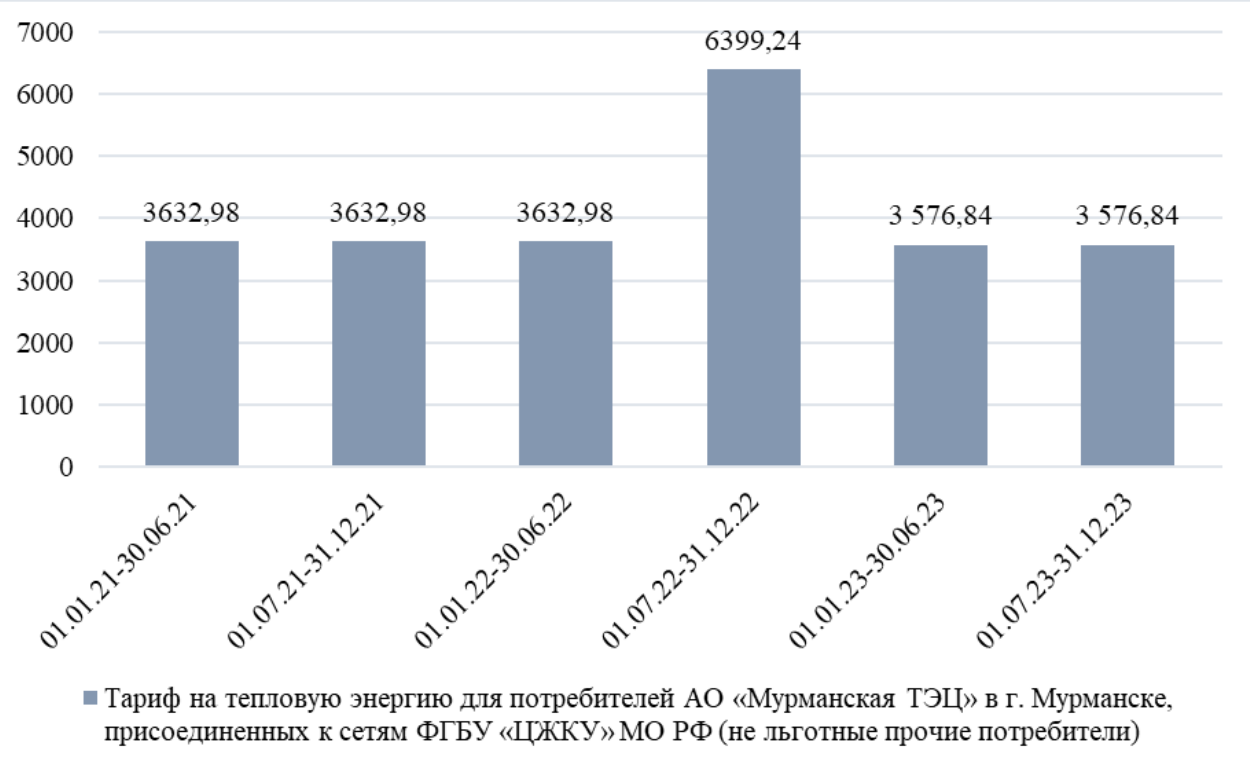


Рисунок 93. Динамика установленных тарифов для потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (не льготные прочие потребители)

1.11.1.2. Динамика утвержденных тарифов АО «МЭС»

Сведения об утвержденных тарифах АО «МЭС», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 232.

Динамика изменения утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «МЭС» потребителям, приведена в таблице 232 и графически представлена на рисунках 94-97.

Таблица 232 – Сведения о размере тарифов АО «МЭС»

ТАРИФЫ, руб./Гкал	Тариф 2022 г.				Тариф 2023 г.	Тариф 2024 г.	
	01.07.2022 - 30.11.2022	01.07.2022- 31.08.2022	01.09.2022- 30.11.2022	01.12.2022- 31.12.2022	01.01.2023 - 31.12.2023	01.01.24-30.06.24	01.07.24-31.12.24
Тарифы на тепловую энергию							
Городской округ город-герой Мурманск - горячая вода							
потребители (без НДС)	6 889,31	-	-	3 165,40	3165,42*	3 165,42	8 344,31
Изменение тарифа, %				38,93%	0		164%
потребители (кроме населения) (без НДС)	3 805,35	-	-	-		3 165,42	3 554,77
Изменение тарифа, %				-			
население (с НДС)	3 513,36	-	-	3 724,16	3 724,16	3 724,16	3 554,77
Изменение тарифа, %				1,31%	0-		-5%
потребители присоединенные к сетям ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ (без НДС)	-	8 318,47	7 331,67	3 165,42	3165,42*		
Изменение тарифа, %				29,19%	0-		
потребители (кроме населения) присоединенные к сетям ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ (без НДС)	4 587,40	-	-	-	-	-	-
Изменение тарифа, %				-			
население, присоед. к сетям ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ (с НДС)	2 311,56	-	-	2 519,60	2 519,60	2 519,60	2 829,51
Изменение тарифа, %				5,94%	0-		12%
ул.Ивченко 19 (население) (с НДС)	2 311,56	-	-	2 519,60	2 519,60	2 519,60	2 829,51
Изменение тарифа, %				5,94%	0		12%
с целью компенсации потерь тепловой энергии (без НДС)	6 889,31	-	-	3 165,42	3 165,42	3 165,42	3 489,64
Изменение тарифа, %				-	0		10%

ТАРИФЫ, руб./Гкал	Тариф 2022 г.				Тариф 2023 г.	Тариф 2024 г.	
	01.07.2022 - 30.11.2022	01.07.2022- 31.08.2022	01.09.2022- 30.11.2022	01.12.2022- 31.12.2022	01.01.2023 - 31.12.2023	01.01.24-30.06.24	01.07.24-31.12.24
Городской округ город-герой Мурманск (мазутная котельная ул. Фестивальная)							
потребители (без НДС)	5 936,38	-	-	3 165,42	3 165,42	3 165,42	8 344,31
Изменение тарифа, %				34,88%	0		164%
потребители (кроме населения) (без НДС)	3 805,35	-	-	-	-	3 165,42	3 554,77
Изменение тарифа, %				13,16%	-		
население (с НДС)	3 513,36	-	-	3 724,16	3 724,16	3 724,16	4 000,00
Изменение тарифа, %				0,54%	0		7%
п. Росляково (Мурманск)							
потребители (без НДС)	6 973,37	-	-	4 492,58	4 492,58	4 492,58	6 585,67
Изменение тарифа, %				45,58%	0		47%
потребители (кроме населения) (без НДС)	3 677,30	-	-	3 897,94	3 897,94	3 897,94	4 377,39
Изменение тарифа, %				12,91%	0		12%
население (с НДС)	3 513,36	-	-	3 724,16	3 724,16	3 724,16	4 000,00
Изменение тарифа, %				0,86%	0		7%
Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии							
Городской округ город-герой Мурманск							
потребители (без НДС)	501,02	-	-	490,78	490,78	460,62	460,62
Изменение тарифа, %				28,38%	0		-6%

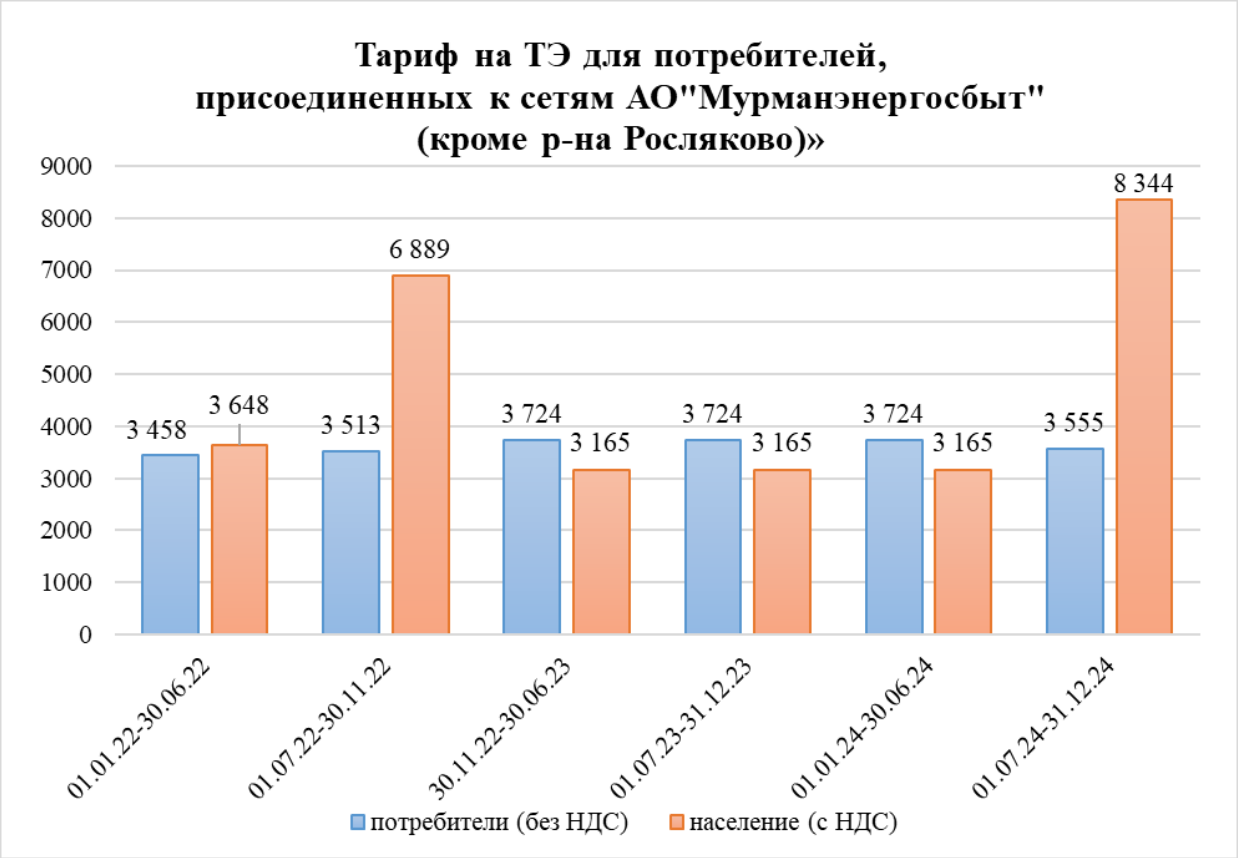


Рисунок 94. Динамика установленных тарифов на тепловую энергию для потребителей АО «МЭС» (г. Мурманск), (руб./Гкал)

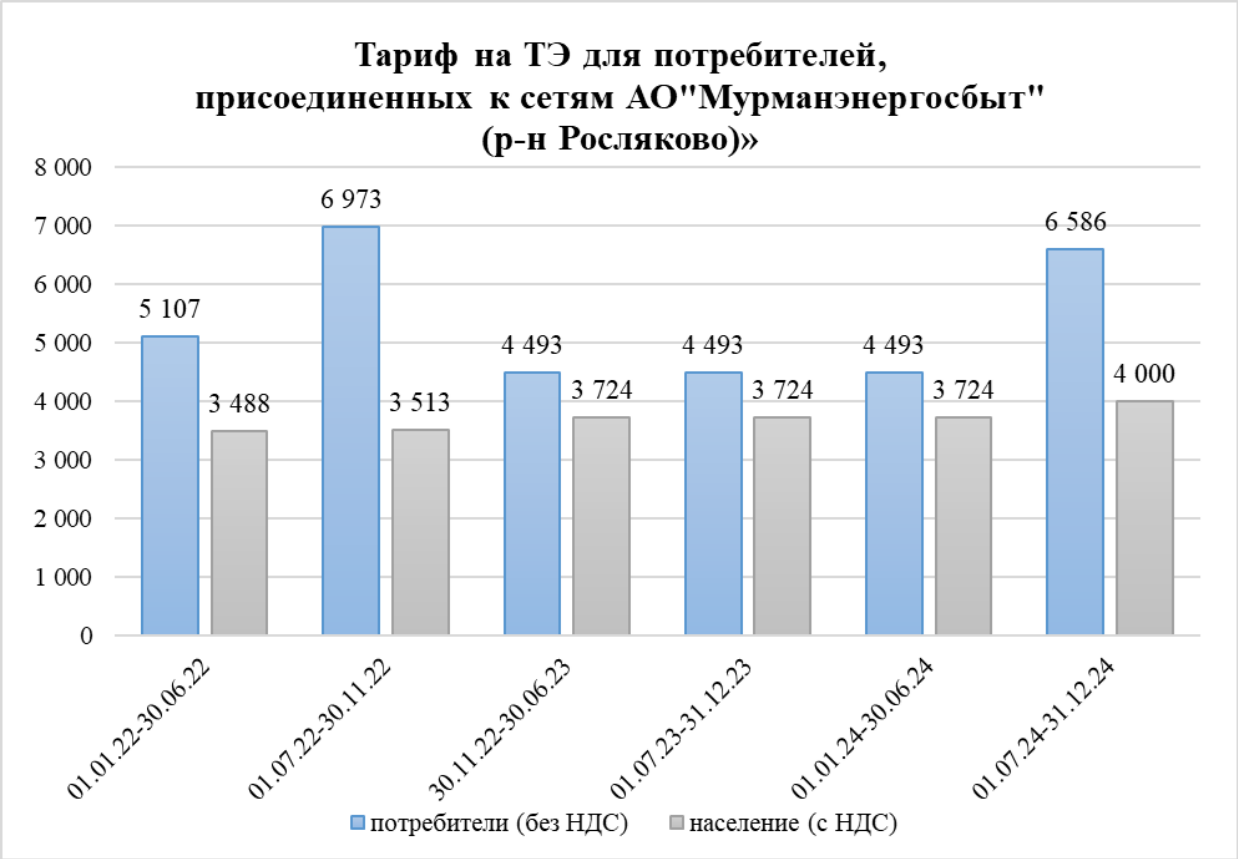


Рисунок 95. Динамика установленных тарифов на тепловую энергию для потребителей АО «МЭС» (п.Росляково), (руб./Гкал)

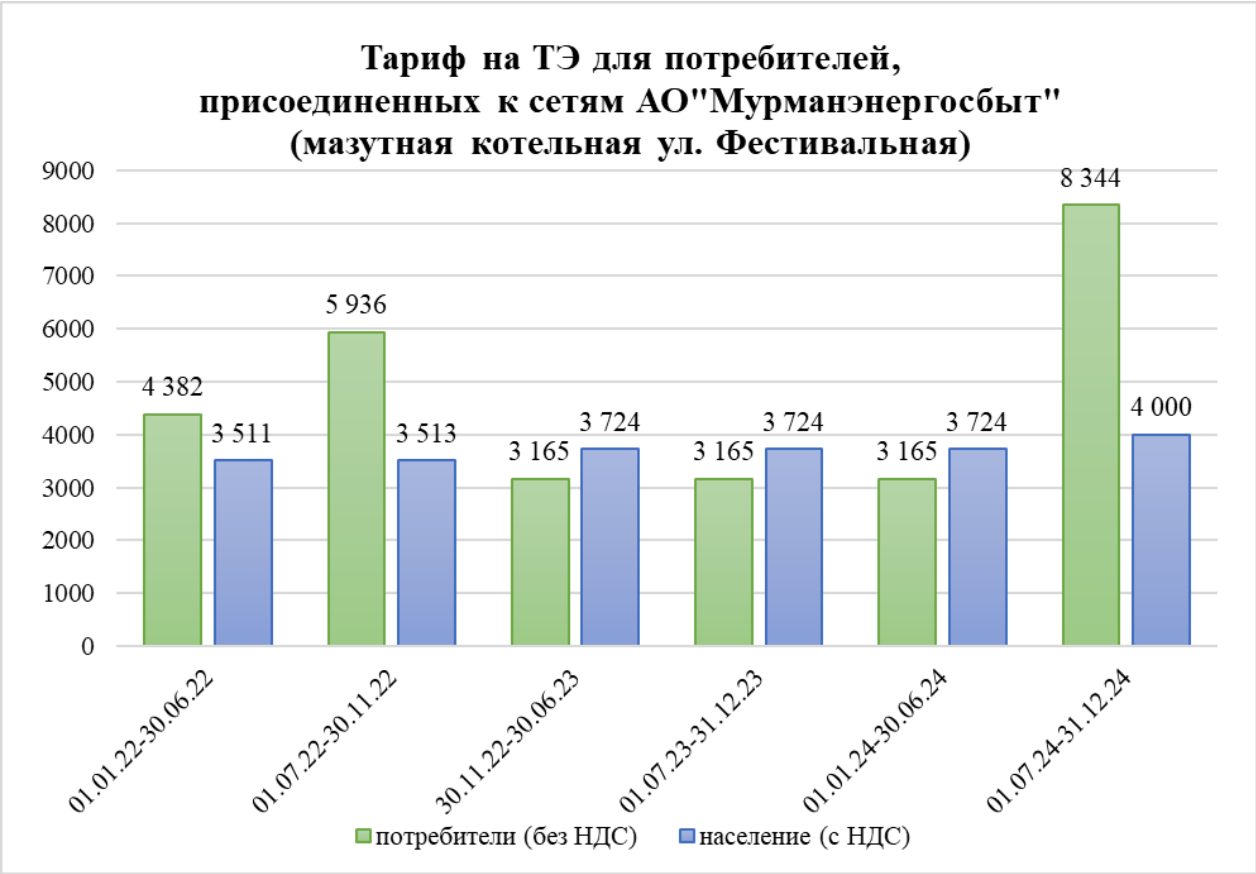


Рисунок 96. Динамика установленных тарифов на тепловую энергию для потребителей АО «МЭС» (мазутная котельная ул. Фестивальная), (руб./Гкал)

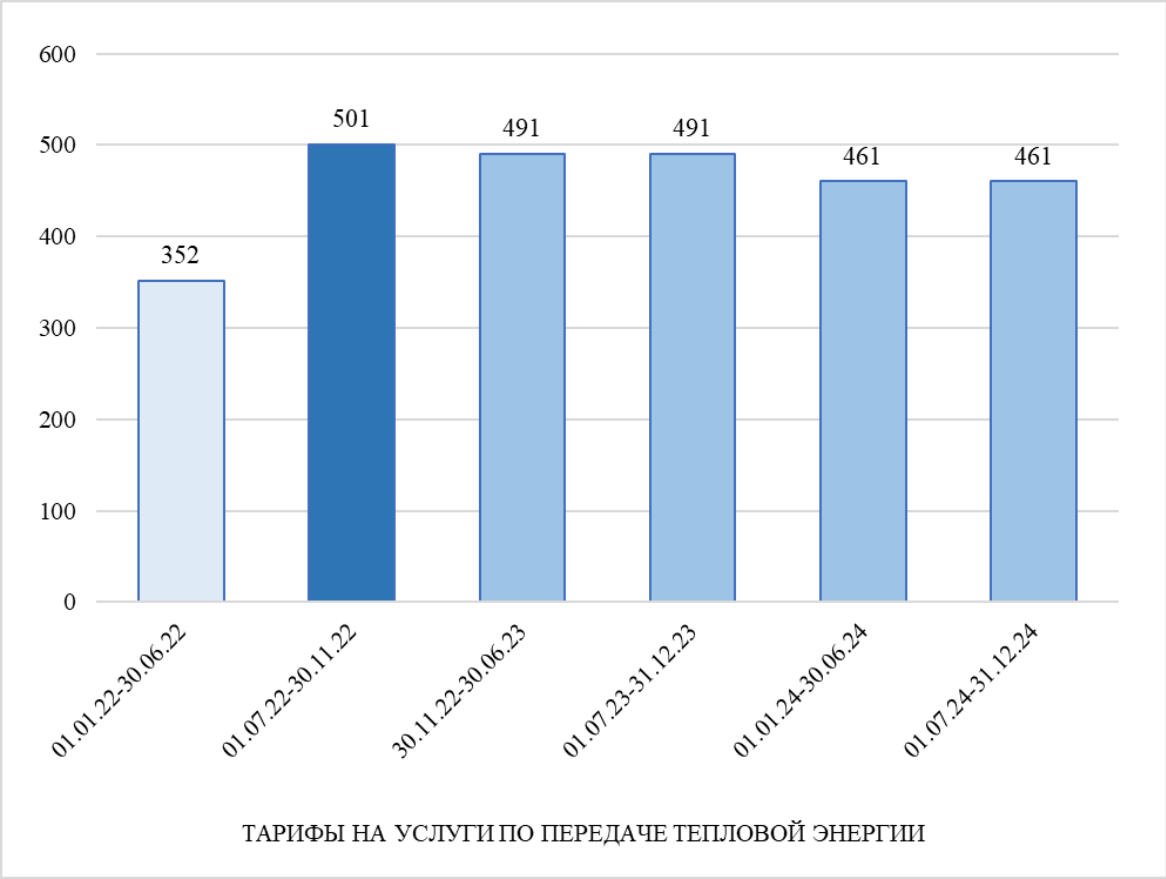


Рисунок 97. Динамика установленных тарифов на передачу тепловой энергии с ГВ АО «МЭС», (руб./Гкал)

1.11.1.3. Динамика утвержденных тарифов МУП «МУК»

Сведения об утвержденных тарифах МУП «МУК», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 233.

Таблица 233 – Сведения о размере тарифов МУП «МУК» без учета НДС

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области
			Население (с НДС)	Прочие	
1.	ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная)	01.01.2017	4780,77	4171,27	от 14.12.2016 г. № 53/5
		01.07.2017	4780,77	4171,27	
		01.01.2018	4780,77	4171,27	от 12.10.2017 № 42/1
		01.07.2018	4780,77	4171,27	
		01.01.2019	4861,8	4171,27	от 13.12.2018 № 46/31
		01.07.2019	4861,8	4363,15	
		01.01.2020	4861,8	4363,15	от 10.02.2020 № 7/1
		01.07.2020	4861,8	5017,62	
		01.01.2021	3364,36	6021,14	от 17.12.2020 №56/56
		01.07.2021	3457,63	6237,90	
		01.01.2022	3457,63	6237,90	от 16.12.2021 № 50/18
		01.07.2022	3513,36	6506,13	
		01.01.2023	3 804,36	6 506,13	от 18.11.2022 № 44/36
		01.07.2023			
		01.01.2024	3 804,36	6 506,13	от 15.12.2023 № 48/5
		01.07.2024	4 000,00	7 150,24	
2.	ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (угольная котельная)	01.01.2017	2374,91	4095,81	от 05.12.2014 № 55/7
		01.07.2017	2512,66	4095,81	
		01.01.2018	2512,66	4095,81	от 12.10.2017 № 42/1
		01.07.2018	2650,86	4195,17	
		01.01.2019	2695,79	4195,17	от 13.12.2018 № 46/31
		01.07.2019	2822,49	4388,15	
		01.01.2020	2799,49	4181,45	от 10.02.2020 № 7/1
		01.07.2020	2927,99	4181,45	
		01.01.2021	2927,99	4696,75	от 17.12.2020 №56/56
		01.07.2021	3057,29	4865,83	
		01.01.2022	3057,29	4865,83	от 16.12.2021 № 50/18
		01.07.2022	3188,75	5075,06	
		01.01.2023	3 380,07	5 075,06	от 18.11.2022 № 44/36
		01.07.2023			
		01.01.2024	3 380,07	5075,06	от 15.12.2023 № 48/5
		01.07.2024	3714,7	5577,49	

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую МУП «МУК» потребителям, представлена в таблице 234 и графически приведена на рисунках 98-99.

Таблица 234 – Динамика утвержденных тарифов МУП «МУК»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал							Изменение тарифа, %						
	01.07.2018	**01.07.2019**	**01.07.2020**	**01.07.2021**	**01.07.2022**	**01.01.2023**	**01.07.2024**	**01.07.2018**	**01.07.2019**	**01.07.2020**	**01.07.2021**	**01.07.2022**	**01.01.2023**	**01.07.2024**
1.	***ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная) - население***													
	4780,77	4861,8	4861,8	3457,63	3513,36	3 804,36	6 506,13	-	1,69%	0,00%	-28,88%	1,61%	8,28%	71,0%
2.	***ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная) – прочие потребители***													
	4171,27	4363,15	5017,62	6237,9	6506,13	6 506,13	7 150,24	-	4,60%	15,00%	24,32%	4,30%	0%	9,9%
3.	***ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (угольная котельная) – население***													
	2650,86	2822,49	2927,99	3057,29	3188,75	3 380,07	5 075,06	-	6,47%	3,74%	4,42%	4,30%	6%	50,1%
4.	***ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (угольная котельная) – прочие потребители***													
	4195,17	4388,15	4181,45	4865,83	5075,06	5 075,06	5 577,49	-	4,60%	-4,71%	16,37%	4,30%	0%	9,9%

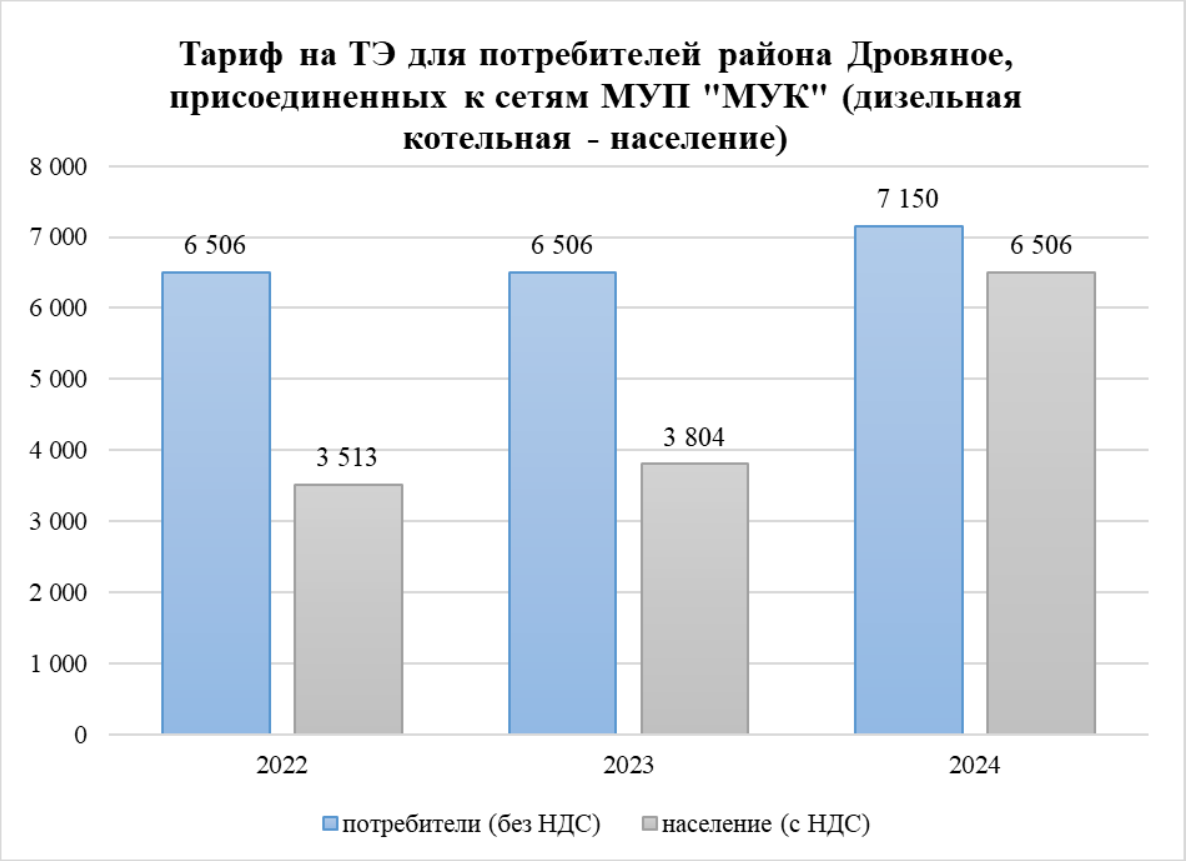


Рисунок 98. Динамика установленных тарифов на ГВ от дизельной котельной

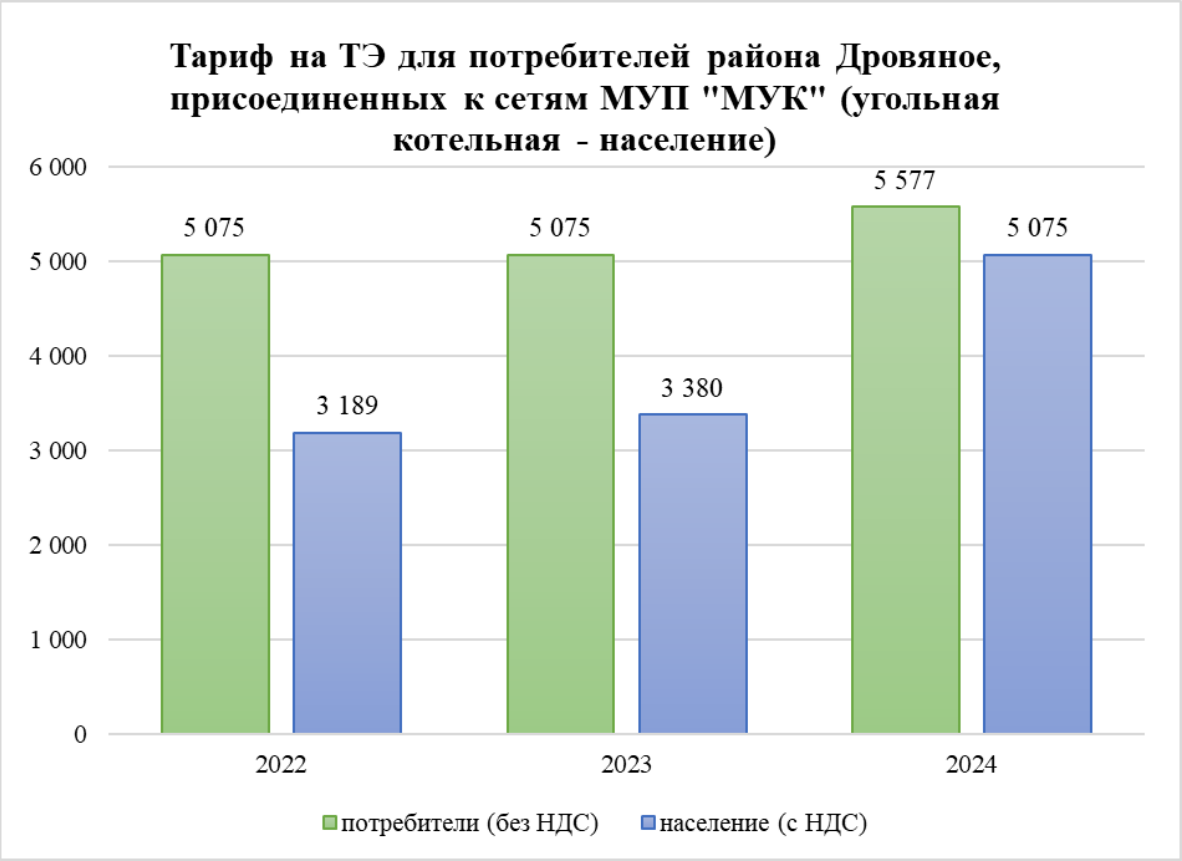


Рисунок 99. Динамика установленных тарифов на ГВ от угольной котельной

1.11.1.4. Динамика утвержденных тарифов АО «Завод ТО ТБО»

Сведения об утвержденных тарифах АО «Завод ТО ТБО», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 235.

Таблица 235 – Сведения о размере тарифов АО «Завод ТО ТБО» без учета НДС

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
1.	Отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см2, поставляемый потребителям	01.01.2017	-	1281,9	от 12.10.2016 № 40/1
		01.07.2017	-	1281,9	
		01.01.2018	-	1260,06	от 12.10.2017 № 42/2
		01.07.2018	-	1260,06	
		01.01.2019	-	1260,06	от 13.11.2018 № 38/3
		01.07.2019	-	1278,67	
		01.01.2020	-	1278,67	от 06.11.2019 № 39/3
		01.07.2020	-	1324,76	
		01.01.2021	-	1324,76	от 17.12.2020 № 56/14
		01.07.2021	-	2 978,02	
		01.01.2022	-	2 592,47	от 20.12.2021 № 52/3
		01.07.2022	-	2 592,47	
		01.01.2023	-	2 512,58	от 17.11.2022 № 43/1
		01.07.2023	-	2 512,58	
		01.01.2024	-	1 937,76	от 15.12.2023 № 48/23
		01.07.2024	-	1 937,76	

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Завод ТО ТБО» потребителям, представлена в таблице 236.

Таблица 236 – Динамика тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Завод ТО ТБО»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал							
	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020	01.07.2021	01.07.2022	01.01.2023	01.01.2024
1.	***Отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см2, поставляемый потребителям - прочие потребители***							
	1281,9	1260,06	1278,67	1324,76	2 978,02	2 592,47	2512,58	1 937,76
	Динамика изменения тарифа, %							
2.	-	-1,70%	1,48%	3,60%	125%	-13%	-3,08%	-22,9%

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Завод ТО ТБО» потребителям, графически представлена на рисунке 100.

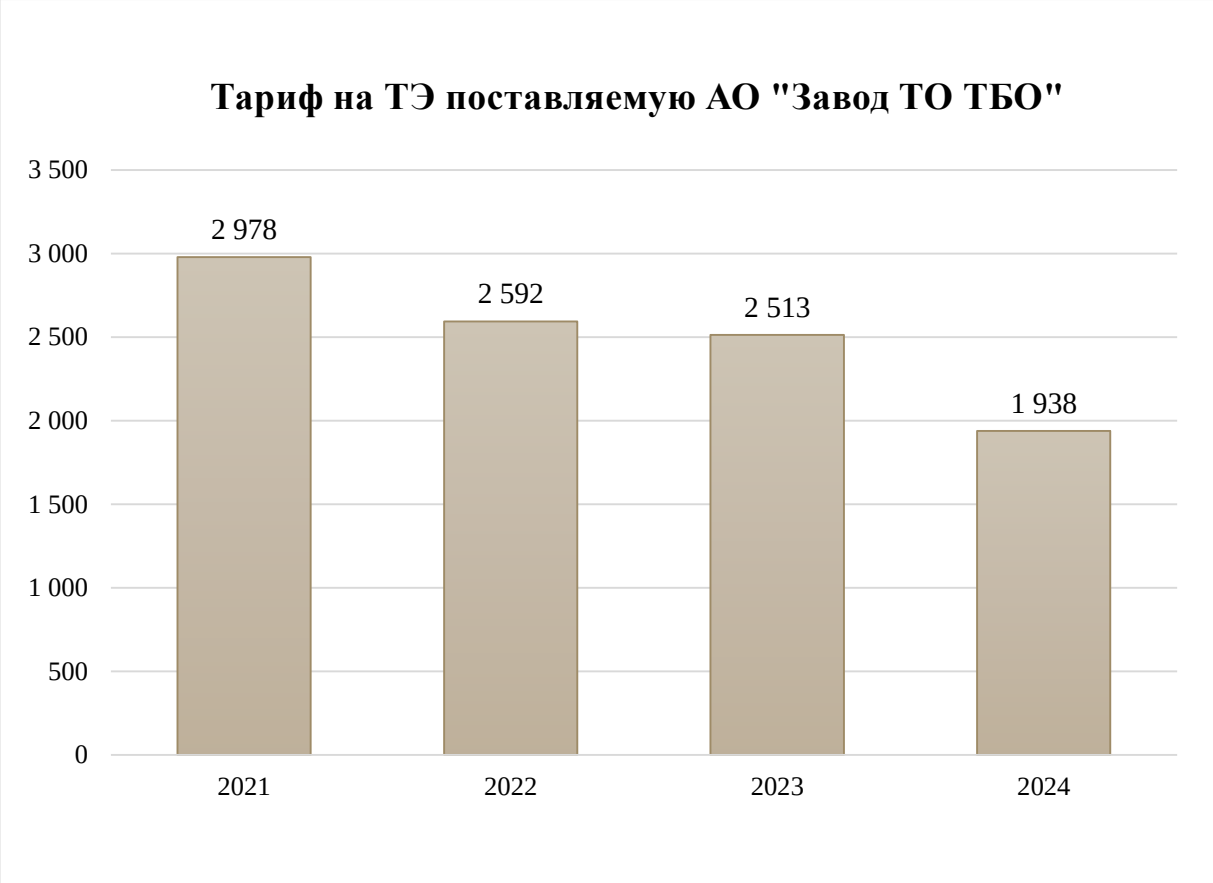


Рисунок 100. Динамика установленных тарифов на отборный пар потребителям АО «Завод ТО ТБО»

1.11.1.5. Динамика установленных тарифов АО «ММТП»

Сведения об утвержденных тарифах АО «ММТП», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 237.

Таблица 237 – Сведения о размере тарифов АО «ММТП»

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области
			Население	Прочие	
1. ГВ, поставляемая потребителям		01.01.2017	-	3774,09	от 02.12.2015 № 54/3
		01.07.2017	-	4052,08	
		01.01.2018	-	3960,6	от 05.12.2017 №52/3
		01.07.2018	-	4766,52	
		01.01.2019	-	4766,52	от 14.12.2018 №47/22
		01.07.2019	-	6122,87	
		01.01.2020	-	5305,41	от 06.11.2019 №39/2
		01.07.2020	-	5305,41	
		01.01.2021	-	4984,74	от 28.10.2020 №41/2
		01.07.2021	-	4984,74	
		01.01.2022	-	4984,74	от 10.11.2021 № 40/2
		01.07.2022	-	5 469,61	
		01.01.2023	-	5 700,67	от 14.11.2022 № 40/1
		01.07.2023	-	5 700,67	
		01.01.2024		5 700,67	от 09.11.2023 № 42/2
		01.07.2024		7896,15	

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «ММТП» потребителям, представлена в таблице 238 и графически приведена на рисунке 101.

Таблица 238 – Динамика утвержденных тарифов АО «ММТП»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал							
	01.07.2017	**01.07.2018**	**01.07.2019**	**01.07.2020**	**01.07.2021**	**01.07.2022**	**01.01.2023**	**01.01.2024**
1.	***ГВ, поставляемая потребителям - прочие потребители***							
	4052,08	3960,6	6122,87	5305,41	4984,74	5 469,61	5 700,67	7896,15
	Динамика изменения тарифа, %							
2.	-	-2%	55%	-13%	-6%	10%	4%	38,5%

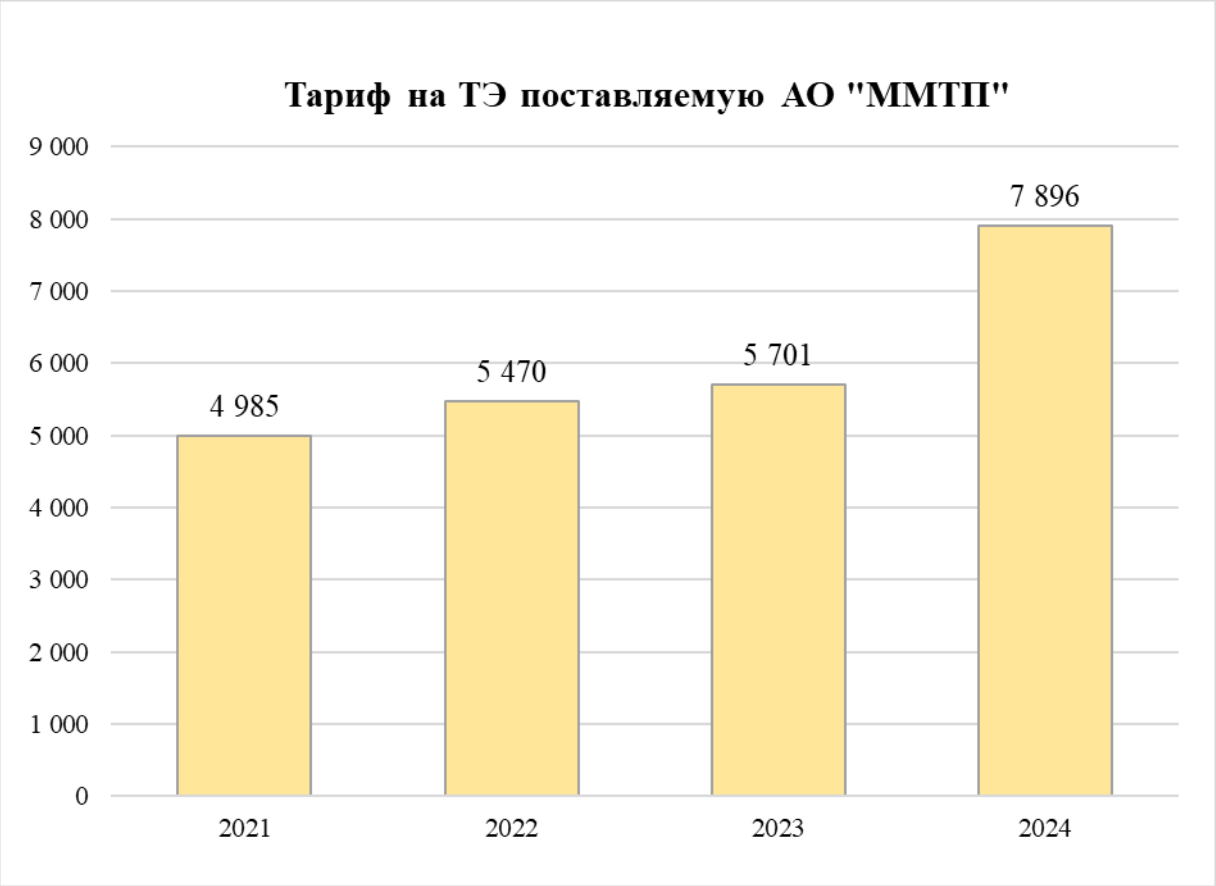


Рисунок 101. Динамика установленных тарифов на ТЭ АО «ММТП»

1.11.1.6. Динамика установленных тарифов ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)

Сведения об утвержденных тарифах ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ), устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 239.

Таблица 239 – Сведения о размере тарифов ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
1.	ГВ, поставляемая потребителям	01.01.2017	1638,32	5562,64	от 16.12.2015 № 57/11
		01.07.2017	1736,32	5670,26	
		01.01.2018	1736,62	5577,78	от 13.12.2017 № 53/14
		01.07.2018	1840,82	5577,78	
		01.01.2019	1872,01	5577,78	от 20.12.2018 № 51/18
		01.07.2019	2115,38	5711,61	
		01.01.2020	2047,38	5711,61	от 18.12.2019 № 55/60
		01.07.2020	2092,43	6665,64	
		01.01.2021	2 092,43	6 665,64	от 16.12.2020 № 55/8
		01.07.2021	2 180,31	7 946,34	
		01.01.2022	2 180,31	6 560,29	от 17.12.2021 № 51/59
		01.07.2022	2 311,56	6 560,29	
		01.01.2023	1611,90	1343,25	от 18.11.2022 № 44/53
		01.07.2023	1611,90	1343,25	
		01.01.2024	1611,90	1343,25	от 19.12.2023 № 50/56
		01.07.2024	1 834,34	1 528,62	

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) потребителям, представлена в таблице 240 и графически на рисунке 102.

Таблица 240 – Динамика установленных тарифов ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал							
	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020	01.07.2021	01.07.2022	01.01.2023	01.01.2024
1.	*ГВ, поставляемая потребителям - прочие потребители*							
	5670,26	5577,78	5711,61	6665,64	7 946,34	6 560,29	1343,25	1528,62
	-	-2%	2%	17%	19%	-17%	-80%	13,8%
2.	*ГВ, поставляемая потребителям – население*							
	1736,32	1840,82	2115,38	2092,43	2 180,31	2 311,56	1611,90	1834,34
	-	6%	15%	-1%	4%	6%	-30,3%	13,8%

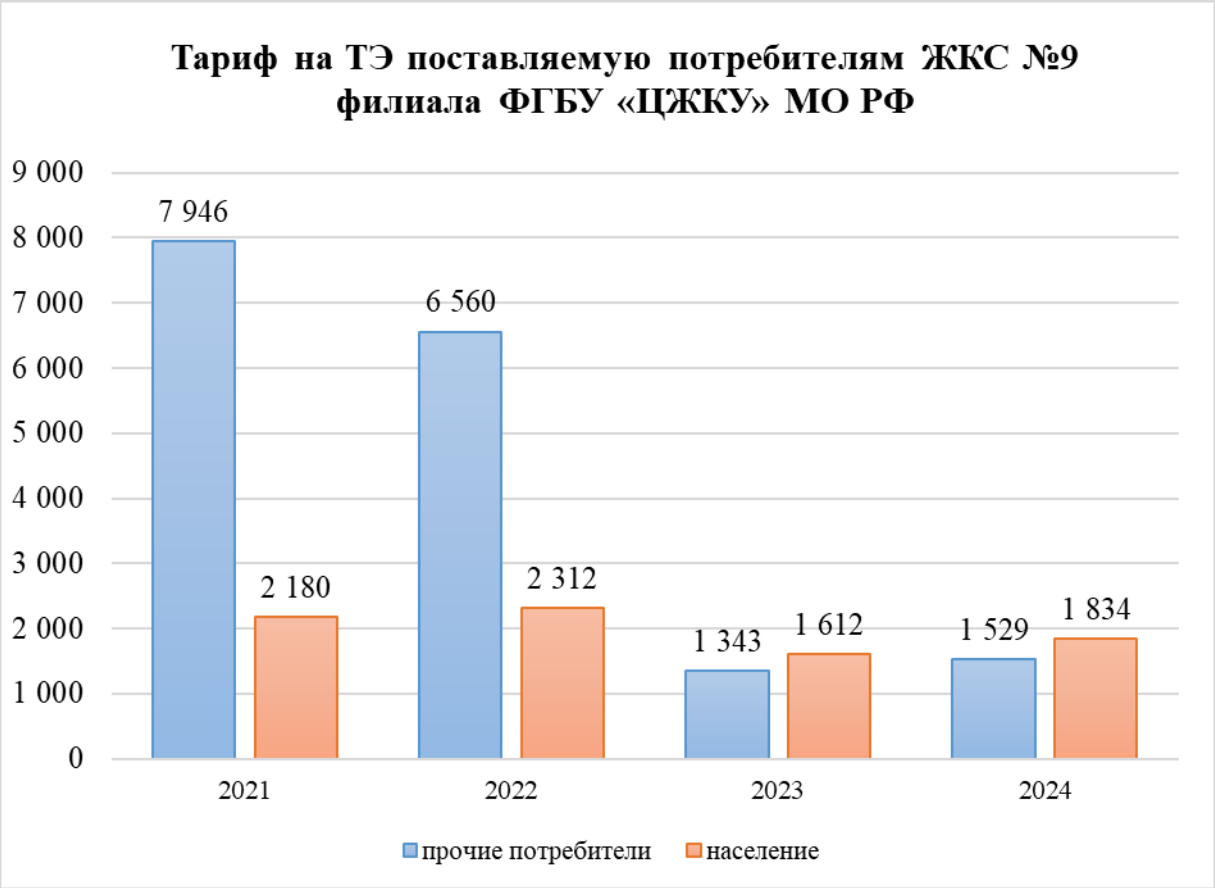


Рисунок 102. Динамика установленных тарифов на ГВ ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)

Сведения о тарифах на тепловую энергию, установленных для теплоснабжающих организаций города Мурманск на 2025 год, представлены в таблице 241.

Таблица 241 – Сведения о тарифах на тепловую энергию, установленных для теплоснабжающих организаций г. Мурманск, на 2025 год

№ п/п	Поставщик услуг	Ед. изм.	Тарифы		НДС	Нормативный акт (постановление)
			с 01.01 по 30.06.2025	с 01.07 по 31.12.2025		
1	**АО "МТЭЦ"** (присоединенные к тепловым сетям АО "МТЭЦ")	руб./Гкал	3 826,28	4 361,95	с НДС	от 20.12.2024 № 51/21 КТР МО
	АО "МТЭЦ" (для потребителей, присоединенных к тепловым сетям АО "МЭС")	руб./Гкал	4 000,00	4 572,00	с НДС	
	АО "МТЭЦ" (для потребителей, присоединенных к тепловым сетям ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ)	руб./Гкал	2 829,51	3 273,75	с НДС	
2	**АО "Мурманэнергосбыт"** (кроме потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ, потребителей ул. Ивченко, 19, р-на Росляково)	руб./Гкал	4 000,00	4 572,00	с НДС	от 20.12.2024 № 51/108 КТР МО
	АО "Мурманэнергосбыт" (для потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ, потребители ул. Ивченко, 19)	руб./Гкал	2 829,51	3 273,75	с НДС	
	АО "Мурманэнергосбыт" (п.Росляково)	руб./Гкал	4 000,00	4 596,00	с НДС	
3	**ООО "Тепло людям. Кандалакша" (котельная по ул. Прибрежная)**	руб./Гкал	4 000,00	4 520,00	без учета НДС	от 20.12.2024 № 51/27 КТР МО
4	**МУП "МУК"** (угольная котельная)	руб./Гкал	3 714,70	4 234,76	без учета НДС	от 20.12.2024 № 51/29 КТР МО
5	**ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)** (потребители)	руб./Гкал	1 528,62	1 617,28	без учета НДС	от 20.12.2024 № 51/103 КТР МО
6	**АО «ММТП»** (для потребителей)	руб./Гкал	7 501,45	7 501,45	без учета НДС	от 17.12.2024 № 48/16 КТР МО
7	**АО «Завод ТО ТБО** (потребители)	руб./Гкал	735,43	735,43	без учета НДС	от 18.12.2024 № 49/3 КТР МО

1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

– на топливо;

– на покупаемую электрическую и тепловую энергию;

– на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;

– на сырье и материалы;

– на ремонт основных средств;

– на оплату труда и отчисления на социальные нужды;

– на амортизацию основных средств и нематериальных активов;

– прочие расходы.

1.11.2.1. Структура цен (тарифов) АО «Мурманская ТЭЦ»

Расходы АО «Мурманская ТЭЦ», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 242.

Таблица 242 – Расходы АО «Мурманская ТЭЦ» за 2021-2024 годы, связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Общее (пр-во + передача) 2020	Общее (пр-во + передача) 2021	Общее (пр-во + передача) 2022	Общее (пр-во + передача) 2023	Общее (пр-во + передача) 2024
	Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)						
1	**Расходы на приобретение сырья и материалов**	**тыс.руб.**	158 083	162 412	167 767	176 557	193 865
2	**Расходы на ремонт основных средств**	**тыс.руб.**	48 956	50 297	51 955	54 677	141 154
3	**Расходы на оплату труда**	**тыс.руб.**	516 782	530 934	548 437	577 175	723 163
4	**Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями**	**тыс.руб.**	19 617	20 155	20 819	21 910	35 487
5	**Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:**	**тыс.руб.**	132 633	136 265	140 757	148 132	141 866
6	**Расходы на служебные командировки**	**тыс.руб.**	825	848	876	921	426
7	**Расходы на обучение персонала**	**тыс.руб.**	1 942	1 995	2 061	2 169	2 500
8	**Лизинговый платеж**	**тыс.руб.**	0	0	0	0	0
9	**Арендная плата**	**тыс.руб.**	0	0	0	0	0
10	**Другие расходы, в том числе:**	**тыс.руб.**	56 559	58 108	60 024	63 169	22 053
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	**тыс.руб.**	**935 397**	**961 013**	**992 696**	**1 044 711**	**1 260 514**
	Расчет неподконтрольных расходов						
1.1	**Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регули-руемые виды деятельности**	**тыс.руб.**	4 579	6 060	5 192	5 476	9 335
1.2	**Арендная плата**	**тыс.руб.**	0	0	0	0	0
1.3	**Концессионная плата**	**тыс.руб.**	0	0	0	0	0
1.4	**Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:**	тыс.руб.	28 793	29 724	26 171	26 921	31 961
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	159 132	162 133	168 919	175 270	222 364
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	80 288	78 169	76 759	78 133	83 853
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	94 154	109 840	127 309	121 629	197 748
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	404 293	245 561	133 025	230 432	523 866
	ИТОГО	тыс.руб.	771 239	**631 487**	**537 375**	**637 861**	**1 069 127**
2	Налог на прибыль	тыс.руб.	42 700	67 337	12 537	0	16 441
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования		0	0	0	0	0
4	**Итого неподконтрольных расходов**	**тыс.руб.**	**813 939**	**698 824**	**549 912**	**637 861**	**1 085 568**
	Расходы на приобретение энергетических ресурсов						

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Общее (пр-во + передача) 2020	Общее (пр-во + передача) 2021	Общее (пр-во + передача) 2022	Общее (пр-во + передача) 2023	Общее (пр-во + передача) 2024
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	2 959 876	3 244 552	5 153 306	2 688 678	3 873 965
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	204 504	232 027	224 829	232 619	264 572
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	104 999	168 904	296 339	287 196	193 886
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	30 049	35 153	36 508	38 483	46 367
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0	0	0	0	0
6	**ИТОГО**		**3 299 428**	**3 680 636**	**5 710 982**	**3 246 976**	**4 378 789**
1	ПРИБЫЛЬ (нормативная, расчетная предпринимательская)	тыс.руб.	95 126	355 505	625 012	530 946	214 157
	Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов						
1	Операционные расходы	тыс.руб.	-104 284	- 182 870	-55 034	- 57 992	0,00
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.		- 80 915		- 34 981	33 731,22
3	Расходы на топливо	тыс.руб.	135 705	22 131		1 721 597	310 302,50
4	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	2 178	4 374		1 132	-29 978,64
5	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	194	388		2 146	45,83
6	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.				-27 373	-178 809,48
7	Прочие расходы	тыс.руб.	152 701	276 008		80 928,93	139 739,21
8	**ИТОГО**	**тыс.руб.**	**186 494**	**39 116**	**-55 034**	**1 685 457**	**275 031**
	Итого НВВ на производство и передачу	**тыс.руб.**	**5 330 385**	**7 703 110**	**7 823 567**	**7 145 951**	**7 214 058**
	Выработка	**тыс. Гкал**	**2 210,66**	**2 282,58**	**2 177,46**	**2 180,53**	**2 212,23**
	Полезный отпуск	**тыс. Гкал**	**1 990**	**2 053**	**1 993**	**1 998**	**1 999**
	население	**тыс. Гкал**	**1 408**	**1 369**	**1 367**	**1 359**	**1 373**
	прочие потребители	**тыс. Гкал**	**582**	**684**	**626**	**639**	**625**
	Тариф (себестоимость)	**руб./Гкал**	**2 678,35**	**2 793,57**	**3 925,64**	**3 576,84**	**3 609,44**

1.11.2.2. Структура цен (тарифов) АО «МЭС»

Расходы АО «МЭС», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблицах 243-244.

Таблица 243 – Расходы АО «МЭС», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023
			Общее (пр-во + передача)	Общее (пр-во + передача)	Общее (пр-во + передача)
	Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)				
1	**Расходы на приобретение сырья и материалов**	**тыс.руб.**	**11 041**	**11 401**	**11 964**
2	**Расходы на ремонт основных средств**	**тыс.руб.**	**88 822**	**91 715**	**96 245**
3	**Расходы на оплату труда**	**тыс.руб.**	**397 296**	**410 235**	**430 501**
4	**Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями**	**тыс.руб.**	**0**		
5	**Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:**	**тыс.руб.**	**43 847**	**45 275**	**47 512**
5.1	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.	0		
5.2	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.руб.	0		
5.3	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.руб.	0		
5.4	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	0		
5.5	Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией	тыс.руб.	0		
5.6	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.руб.	43 847		
6	**Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)**	**тыс.руб.**	**0**		
7	**Расходы на обучение персонала**	**тыс.руб.**	**0**		
8	**Лизинговый платеж**	**тыс.руб.**	**0**		
9	**Арендная плата**	**тыс.руб.**	**0**		
10	**Другие расходы, в том числе:**	**тыс.руб.**	**93 991**	**97 052**	**101 846**
10.1	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	3 346	3 455	
10.2	Льготный проезд	тыс.руб.	0		
10.3	Цеховые расходы	тыс.руб.	0	51 771	
10.4	Другие услуги (общехозяйственные расходы)	тыс.руб.	90 645	41 826	
	ИТОГО операционные расходы	**тыс.руб.**	**634 996**	**655 678**	**688 068**
	Расчет неподконтрольных расходов				

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023
			Общее (пр-во + передача)	Общее (пр-во + передача)	Общее (пр-во + передача)
1.1	**Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности**	**тыс.руб.**	**3 472**	**6 347**	6 914
1.2	**Арендная плата**	**тыс.руб.**	**69 323**	**67 122**	249
1.4	**Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:**	**тыс.руб.**	**1 229**	**1 796**	22 536
1.4.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду	тыс.руб.		1 220	
1.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.		45	
1.4.3	иные расходы	тыс.руб.	0	164	
1.4.5	налог на имущество	тыс.руб.	398	366	
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	126 876	131 009	137 480
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	27 416	28 050	28 048
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	15 079	13 352	68 724
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	45 026	59 869	62 501
	ИТОГО	тыс.руб.	**288 422**	**307 545**	**326 452**
2	Налог на прибыль	тыс.руб.	0	0	
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.	0	0	
4	**ИТОГО неподконтрольных расходов**	**тыс.руб.**	**288 422**	**307 545**	**326 452**
	Расходы на приобретение энергетических ресурсов				
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	1 284 163	1 943 306	958 024
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	80 125	83 204	86 378
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	0		
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	13 842	14 780	9 363
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0		
6	**ИТОГО расходы на приобретение энергетических ресурсов**	**тыс.руб.**	**1 378 130**	**2 041 290**	**1 053 765**
	Прибыль	**тыс.руб.**	**47 611**	**50 045**	**244 995**
	Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов		**0**	**34 068**	**-327 376**
1	Операционные расходы	тыс.руб.	0		
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	0		
3	Расходы на топливо	тыс.руб.	0		
4	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	0		
5	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	0		

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2021	2022	2023
			Общее (пр-во + передача)	Общее (пр-во + передача)	Общее (пр-во + передача)
6	**ИТОГО**	**тыс.руб.**	**-141 080**	**34 068**	**-327 376**
	Итого НВВ на производство и передачу	**тыс.руб.**	**2 208 078**	**3 088 626**	**1 985 904**
	Выработка	**тыс. Гкал**	**747,2**	**740,1**	**761,6**
	Собственные нужды котельной	**тыс. Гкал**	**48,2**	**50,8**	**55,5**
	Собственные нужды котельной	%	6,4%	6,9%	7,3%
	Отпуск	**тыс. Гкал**	**699,1**	**689,3**	**706,2**
	Полезный отпуск	**тыс. Гкал**	**620,4**	**610,7**	**627,4**
	население		490,3		
	прочие потребители		130,1		
	Тариф (себестоимость)	**руб./Гкал**	**4 398,27**	**5 057,77**	**3 165,42**

Таблица 244 – Расходы АО «МЭС», связанные с передачей тепловой энергии

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023
			Передача	Передача	Передача	Передача
	Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)					
1	**Расходы на приобретение сырья и материалов**	**тыс.руб.**	4 774	4 883	5 042	5 291
2	**Расходы на ремонт основных средств**	**тыс.руб.**	27 713	28 488	29 416	30 869
3	**Расходы на оплату труда**	**тыс.руб.**	114 789	114 147	117 865	123 687
4	**Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями**	**тыс.руб.**				
5	**Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:**	**тыс.руб.**	6 326	6 501	6 712	7 044
5.1	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.				
5.2	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.руб.				
5.3	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.руб.				
5.4	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.				
5.5	Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией	тыс.руб.				
5.6	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.руб.	6 326	6 501	6 712	7 044
6	**Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)**	**тыс.руб.**				
7	**Расходы на обучение персонала**	**тыс.руб.**				
8	**Лизинговый платеж**	**тыс.руб.**				
9	**Арендная плата**	**тыс.руб.**				
10	**Другие расходы, в том числе:**	**тыс.руб.**	**20 438**	**20 715**	**21 390**	**22 447**
10.1	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	1 051	1 081	1 116	**189 338**
10.2	Льготный проезд	тыс.руб.				
10.3	Цеховые расходы	тыс.руб.			8 055	**6 066**
10.4	Другие услуги (общехозяйственные расходы)	тыс.руб.	19 387	19 635	12 219	**47**
	ИТОГО операционные расходы	**тыс.руб.**	**174 039**	**174 734**	**180 425**	**20 168**
	Расчет неподконтрольных расходов					
1.1	**Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регули-руемые виды деятельности**	**тыс.руб.**	**3 931**	**4 597**	**5 235**	
1.2	**Арендная плата**	**тыс.руб.**	**56 960**	**55 165**	**52 439**	
1.4	**Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:**	**тыс.руб.**	**11**	**167**	**853**	
1.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.			0	
1.4.5	иные расходы	тыс.руб.			35	
1.4.5	налог на имущество	тыс.руб.	0	154	819	

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023
			Передача	Передача	Передача	Передача
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	34 835	33 624	**35 913**	**37 687**
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.				
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	5 471	6 280	**10 489**	**53 407**
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.				
	ИТОГО	тыс.руб.	**101 208**	**99 833**	**104 929**	**117 375**
2	Налог на прибыль	тыс.руб.				
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования					
4	**ИТОГО неподконтрольных расходов**	**тыс.руб.**	**101 208**	**99 833**	**104 929**	**117 375**
	Расходы на приобретение энергетических ресурсов					0
1	Расходы на топливо	тыс.руб.				
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	13 313	13 521	11 600	11 854
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	289 925	298 510	419 478	382 207
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	2 999	0	0	0
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.				
6	**ИТОГО расходы на приобретение энергетических ресурсов**	**тыс.руб.**	**306 237**	**312 031**	**431 078**	**394 061**
	Прибыль	**тыс.руб.**	**16 293**	**16 316**	**16 888**	**123 107**
	Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	**тыс.руб.**	**-51 130**	**-39 339**	**-40 214**	**4 079**
	Итого НВВ на производство и передачу	**тыс.руб.**	**546 647**	**563 575**	**693 106**	**827 960**
	Выработка	**тыс. Гкал**				
	Собственные нужды котельной	**тыс. Гкал**				
	Собственные нужды котельной					
	Отпуск	**тыс. Гкал**	**1 865,2**	**1 826,5**	**1 795,2**	**1 793,9**
	Полезный отпуск	**тыс. Гкал**	**1 757,1**	**1 719,7**	**1 688,3**	**1 687,0**
	население		1 757,1	1 719,7		
	прочие потребители					
	Тариф (себестоимость)	**руб./Гкал**	**311,11**	**327,72**	**410,53**	**490,78**

1.11.2.3. Структура цен (тарифов) МУП «МУК»

Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблицах 245-246.

Таблица 245 – Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (угольная котельная)

№	Показатели	Ед. изм.	Год				
			2019	2020	2021	2022	2023
Подконтрольные (операционные) расходы							
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	218,99	269,778	276,695	325,687	287,763
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	114,042	140,491	144,093	623,105	111,377
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	5675,081	5826,038	5 975,418	7 837,304	7 819,465
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	894,789	1102,308	1 130,571	50,000	0,000
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	392,59	483,637	496,037	597,522	670,260
5.1	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.	0,665	0,82	0,841	1,029	1,374

№	Показатели	Ед. изм.	Год				
			2019	2020	2021	2022	2023
5.2	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.руб.	0	0	0	0	0
5.3	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.руб.	0	0	0	0	0
5.4	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	170,944	210,589	215,989	300,993	344,947
5.5	Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией	тыс.руб.	0	0	0	0	0
5.6	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.руб.	220,979	272,228	279,208	295,500	323,939
6	Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)	тыс.руб.	17,094	17,549	17,999	16,306	18,000
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	0	0	0	0	0
8	Лизинговый платеж	тыс.руб.	0	0	0	0	0
9	Арендная плата	тыс.руб.	0	0	0	0	0
10	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	3419,076	4212,027	4 320,023	6 655,498	5 874,110
10.1	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	169,721	209,083	214,444	214,238	185,053
10.2	Льготный проезд	тыс.руб.	56,898	70,093	71,890	-	82,226
10.3.	Цеховые расходы	тыс.руб.	0	0	0	0	
10.4.	Другие услуги (общехозяйственные расходы)	тыс.руб.	3192,457	3932,851	4 033,689	6 441,260	5 606,830
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	10731,662	12051,828	12 360,837	16 105,422	14 780,975
Неподконтрольные расходы							
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	0	0	0	0	0
1.2	Арендная плата	тыс.руб.	0	0	0	0	0
1.3	Концессионная плата	тыс.руб.	0	0	0	0	0
1.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	70,61	64,663	0	0	0
1.4.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	0	0			
1.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.	0	0			
1.4.3	иные расходы (списание НДС на расходы)	тыс.руб.	0	0			
1.4.4.	транспортный налог	тыс.руб.	0	0			
1.4.5.	налог на имущество	тыс.руб.	70,613	64,663			
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1713,874	1759,463	2 056,830	2 614,827	2 361,479
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	0	0	0		
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	245,126	245,126	245,126	273,838	245,126
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	0	0			

№	Показатели	Ед. изм.	Год				
			2019	2020	2021	2022	2023
	ИТОГО	тыс.руб.	2029,61	2069,252	2 301,956	2 888,665	2 606,605
2	Налог на прибыль	тыс.руб.	0	0	0	0	
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования		0	0	0	0	
4	Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	2029,61	2069,252	2 301,956	2 888,665	2 606,605
Расходы на приобретение энергетических ресурсов							
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	5473,343	5748,32	7 330,810	21 068,836	9 245,706
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	1105,022	1463,925	1 520,448	1 489,691	1 635,084
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	0	0			
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	24,634	67,796	80,128	42,188	75,814
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0	0			
6	ИТОГО		6602,999	7280,041	8 931,386	22 600,715	10 956,603
Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов							
1	Операционные расходы	тыс.руб.	0	0	0		
2	Неподконтрольные расходы (выпадающие расходы)	тыс.руб.	0	0	0		-475,850
3	Расходы на топливо	тыс.руб.	-832,63	-918,59	-871,28		
4	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	0	0	0		
5	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	0	0	0		
6	ИТОГО	тыс.руб.	-832,63	-918,59	-871,28		-475,850
НВВ на производство и передачу							
	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	18531,641	20482,53	22 722,900	41 594,8	27 868,333
	Тариф	руб/Гкал	4155,08	4696,75	4 444	4 338	6 391,82

Таблица 246 – Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (дизельная котельная)

№	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2018	2019	2020	2021	2022	2023
Подконтрольные (операционные) расходы								
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	172,097	63,817	78,618	80,63	64,90	146,730
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	28,2	75,917	93,523	95,92	2,19	99,284
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	2 201,09	1742,756	1789,113	1 834,99	3 151,84	3 319,424
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	417,157	431,84	531,992	545,63	50,00	0,000
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	156,856	167,69	206,587	211,88	229,66	278,737
5.1	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.	0,747	1,419	1,748	1,79	1,20	1,570

№	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2018	2019	2020	2021	2022	2023
5.2	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.руб.		0	0	0	0	0,000
5.3	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.руб.		0	0	0	0	0,000
5.4	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	153,959	166,276	204,839	210,09	227,96	277,167
5.5	Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией	тыс.руб.		0	0	0	0	
5.6	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.руб.	2,15	0	0	0	0,50	0,000
6	Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)	тыс.руб.	10,8	14,918	15,315	15,71	13,09	14,400
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.		0	0	0	0	0,000
8	Лизинговый платеж	тыс.руб.		0	0	0	0	0,000
9	Арендная плата	тыс.руб.	14,267	14,78	15,173	15,56	14,88	14,877
10	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	2 337,40	2304,73	2837,608	2 910,36	2 665,69	2 414,781
10.1	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	0,481	19,414	23,916	24,53	1,97	16,963
10.2	Льготный проезд	тыс.руб.	0	7,936	8,147	8,36	19,93	17,708
10.3.	Цеховые расходы	тыс.руб.		0	0	0	0	0,000
10.4.	Другие услуги (общехозяйственные расходы)	тыс.руб.	2 336,92	2277,376	2805,545	2 877,48	2 643,79	2 380,110
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	5 337,87	4816,444	5567,93	5 710,69	6 192,25	6 288,234
Неподконтрольные расходы								
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.		0	0			
1.2	Арендная плата	тыс.руб.		0	0			
1.3	Концессионная плата	тыс.руб.		0	0			
1.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	2 545,83	143,266	151,061			
1.4.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных	тыс.руб.		0	0			

№	Показатели	Ед. изм.	Год					
			2018	2019	2020	2021	2022	2023
	нормативов и (или) лимитов							
1.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.		0	0			
1.4.3	иные расходы (списание НДС на расходы)	тыс.руб.	2 379,18		0			
1.4.4.	транспортный налог	тыс.руб.		0	0			
1.4.5.	налог на имущество	тыс.руб.	166,653	143,266	151,061			
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	655,328	526,312	540,31	553,767	947,732	1 002,466
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.		0	0			
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	354,353	354,353	354,353	354,353	354,353	354,353
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.		0	0			
	ИТОГО	тыс.руб.	3 555,52	1023,931	1045,724	908,12	1 302,09	1 356,819
2	Налог на прибыль	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования		0	0	0	0	0	0
4	Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	3 555,52	1023,931	1045,724	908,12	1 302,09	1 356,819
Расходы на приобретение энергетических ресурсов								
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	12619,00	11719,54	18588,39	19 648,357	21 454,213	24 055,930
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	444,946	472,594	626,553	656,999	684,890	772,461
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	0	0	0	0	0	
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	7,054	22,99	26,756	14,468	4,788	6,362
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0	0	0	0	0	
6	ИТОГО		13 071,004	12215,12	19241,701	20 319,824	22 143,891	24 834,753
НВВ на производство и передачу								
	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	21 964,384	17630,84	25603,925	26 453,789	29 638,231	32 479,806
	Тариф	руб/Гкал		6603,31	8232,77	8 239,38	9 989,29	10 477,36

1.11.2.4. Структура цен (тарифов) АО «Завод ТО ТБО»

Расходы АО «Завод ТО ТБО», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 247.

Таблица 247 – Расходы АО «Завод ТО ТБО», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п.п.	Показатели	Единица измерения	2019
Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)			
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	7 573,48
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	1 900,21
3	Расходы на оплату труда, в том числе	тыс.руб.	67 386,05
	-расходы на оплату труда ППП	тыс.руб.	51 842,73
	-расходы на оплату труда цехового и АУП персонала	тыс.руб.	15 543,28
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	844,48
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	6 787,62
6	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	
8	Лизинговый платеж	тыс.руб.	
9	Арендная плата	тыс.руб.	3 429,76
10	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	33 983,91
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	121 905,52
Расчет неподконтрольных расходов			
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	
1.2	Арендная плата	тыс.руб.	3 429,20
1.3	Концессионная плата	тыс.руб.	
1.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	2 936,40
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	20 350,60
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	3 743,00
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	
	ИТОГО	тыс.руб.	30 459,20
2	Налог на прибыль	тыс.руб.	
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регули-рования		
4	Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	30 459,20
Расходы на приобретение энергетических ресурсов			
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	6888
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	13739
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	5236
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	3538
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	14795
6	ИТОГО		44 196,65
	Прибыль		
1	Нормативная прибыль	тыс.руб.	
	Нормативный уровень прибыли	%	0,50%
2	Расчетная предпринимательская прибыль		
3	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс.руб.	
	ИТОГО НВВ на производство	тыс.руб.	196 561,36
	Баланс тепловой энергии		
	отпуск теплоэнергии, тыс. Гкал, в том числе	тыс. Гкал	135
	- Сторонняя реализация	тыс. Гкал	81
	- Собственные источника нужды		54
	Энергетическая утилизация ТКО	тыс. Гкал	72,9
	Тариф расчетный (себестоимость с рентабельностью)	руб./Гкал	1 291,00
	Тариф утвержденный КТР на период	руб./Гкал	1269,37

1.11.2.5. Структура цен (тарифов) АО «ММТП»

Расходы АО «ММТП», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 248.

Таблица 248 – Расходы АО «ММТП», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2021	2022
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	-	-
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	-	-
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	4315,72	4582,88
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера	тыс.руб.	-	-
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	-	-
6	Другие расходы	тыс.руб.	3435,08	5867,66
7	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	-	-
8	Арендная плата	тыс.руб.	164,26	
9	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	-	-
10	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1270,68	1364,75
11	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	1 289,09	1791,43
12	Расходы на топливо	тыс.руб.	8145,70	11144,46
13	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	780,44	707,69
14	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	70,19	123,81
15	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	19471,15	23791,24
16	Полезный отпуск	тыс. Гкал	16,459	14,857

1.11.2.6. Структура цен (тарифов) ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ)

Расходы ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ) (ранее ЖКС №1), связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 249.

Таблица 249 – Расходы ЖКС №9 филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ (по ВМФ), связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	с 01.07.2017 по 31.12.2017
1.	Расходы на топливо всего	тыс.руб.	872 091,35
2.	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	тыс.руб.	61 407,42
3.	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	9 939,64
4.	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	31,43
5.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	374 330,21

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	с 01.07.2017 по 31.12.2017
6.	Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс.руб.	23 166,90
7.	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	2 267,91
8.	Общепроизводственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	112 658,26
9.	Общехозяйственные расходы, в том числе отнесенные к ним расходы на текущий и капитальный ремонт	тыс.руб.	8 942,52
10.	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством Российской Федерации	тыс.руб.	8 878,55

1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности

В настоящее время, в соответствии с постановлением Комитета по тарифному регулированию Мурманской области №4/1 от 01.02.2024 г., установлена величина платы за подключение к системе теплоснабжения АО «Мурманская ТЭЦ», сведения о которой представлены в таблице ниже.

Таблица 250 – Плата за подключение объектов заявителей при наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения АО «Мурманская ТЭЦ»

№ п/п	Наименование	Размер платы (без НДС), тыс.руб./Гкал/ч
		2024
	Составляющая платы за подключение объектов заявителей, в том числе:	
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	4,746
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование) (П2.1), в том числе:	-
2.2	Подземная прокладка, в том числе:	
2.2.1	канальная прокладка	
2.1.1.1		
2.1.1.1.1	до 250 мм	22 592,073
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.2)	0,0
4	Налог на прибыль	4 518,415

Величина платы за подключение объектов заявителей к системе теплоснабжения АО «МЭС» представлена в таблицах ниже.

Таблица 251 – Плата за подключение объектов заявителей при наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения АО «МЭС»

№ п/п	Наименование	Значение, тыс.руб./Гкал/ч, без НДС		
		2020	2021	2022
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	-	46,002	143,983
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование) (П2.1), в том числе:			
2.2	Подземная прокладка, в том числе:			
2.2.1	канальная прокладка			
2.2.1.1	до 250 мм	-	9 091,197	12 469,110
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.2)	-	-	-
4	Налог на прибыль	-	9,200	-

Таблица 252 – Плата за подключение объектов заявителей при наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения АО «МЭС» (2023 г.)

№ п/п	Наименование	Размер платы, тыс.руб./Гкал/ч, без НДС
		08.06.2023 - 05.10.2023
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	511,244
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование) (П2.1), в том числе:	
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.2)	
4	Налог на прибыль	
№ п/п	Наименование	Размер платы, тыс.руб./Гкал/ч, без НДС
		06.10.2023 - 27.11.2023
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	511,244
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование) (П2.1), в том числе:	
2.1	Подземная прокладка:	
2.2.1	до 250 мм	2 637,657
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.2)	
4	Налог на прибыль	532,561

№ п/п	Наименование	Размер платы, тыс.руб./Гкал/ч, без НДС
		28.11.2023 - 31.12.2023
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	511,244
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование) (П2.1), в том числе:	
2.1	Подземная прокладка:	
2.1.1	канальная прокладка:	
2.1.1.1	при двухтрубной прокладке	
2.1.1.1.1	до 250 мм	2 637,657
2.1.2	бесканальная прокладка:	
2.1.2.1	при двухтрубной прокладке	
2.1.2.1.1	до 250 мм	36 881,369
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.2)	
4	Налог на прибыль	532,561

Таблица 253 – Плата за подключение объектов заявителей при наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения АО «МЭС» (2024 г. (на период 04.07.2024 - 31.12.2024)

№ п/п	Наименование расходов	Размер платы, тыс.руб./Гкал/ч, без НДС
1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	194,461
2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование) (П2.1), в том числе:	
2.1	Подземная прокладка:	
2.1.1	канальная прокладка:	
2.1.1.1	при двухтрубной прокладке	
2.1.1.1.1	до 250 мм	36 152,166
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.2)	
4	Налог на прибыль	7 269,325

Плата за подключение объектов заявителей при отсутствии технической возможности подключения к системе теплоснабжения представлены в таблице ниже.

В соответствии с постановлением Комитета по тарифному регулированию Мурманской области № 16/1 от 20.12.2024 г. установлена плата за подключение к системе теплоснабжения АО "МЭС" в индивидуальном порядке – плата за подключение (технологическое присоединение) объекта "Реконструкция комплекса зданий ГОБУЗ "Мурманский областной онкологический диспансер 1 этап.

Хирургический корпус" при отсутствии технической возможности, сведения по которой представлены в таблице 254.

Таблица 254 – Плата за подключение (технологическое присоединение) объекта "Реконструкция комплекса зданий ГОБУЗ "Мурманский областной онкологический диспансер 1 этап. Хирургический корпус" при отсутствии технической возможности подключения к системе теплоснабжения АО "МЭС" в индивидуальном порядке

№ п/п	Наименование расходов	Единица измерения	Значение
1	**Плата за подключение объекта заявителя при отсутствии технической возможности, в том числе:**	**тыс. руб.**	**59 871,416**
2	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей	**тыс. руб.**	53 564,494
2.1	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	тыс.руб./Гкал/ч	27 190,098
2.2	Подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя	Гкал/час	1,970
3	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование), в том числе:	тыс. руб.	-
3.1	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (включая проектирование), в том числе:	тыс. руб.	-
3.1.1	Подземная прокладка:	тыс. руб.	-
3.1.1.1	в т.ч. канальная:	тыс. руб.	-
3.1.1.2	при двухтрубной прокладке	тыс. руб.	-
3.1.1.3	до 250 мм	тыс. руб.	5 231,188
3.2	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов	тыс. руб.	-
4	Расходы на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, в том числе:	тыс. руб.	-
5	Налог на прибыль	тыс.руб./Гкал/ч	546,058

1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

В настоящее время, в соответствии с постановлением Комитета по тарифному регулированию Мурманской области № 51/20 от 20.12.2024 г., на 2025 год установлена величина платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии для отдельных категорий (групп) социально значимых потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в следующем размере:

- плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности АО «Мурманская ТЭЦ» – 340,98 тыс.руб./Гкал/ч в мес. (без НДС).

Сведения о величине платы за услуги по поддержанию тепловой мощности АО "Мурманская ТЭЦ" за 2023-2025 гг. приведены в таблице ниже.

Таблица 255 – Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности АО «Мурманская ТЭЦ» (2023-2025 гг.)

Наименование регулируемой организации	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, тыс.руб./Гкал/час в мес. (без НДС)		
	Постановление № 44/46 от 17.11.2022	Постановление № 51/6 от 20.12.2023	Постановление № 51/20 от 20.12.2024
	2023	2024	2025
АО "Мурманская ТЭЦ"	489,35	367,28	340,98

В соответствии с постановлением Комитета по тарифному регулированию Мурманской области № 51/111 от 20.12.2024 г., на 2025 год установлена величина платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии для отдельных категорий (групп) социально значимых потребителей АО «МЭС» в следующем размере:

- плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности АО «МЭС» – 705,55 тыс.руб./Гкал/ч в мес. (без НДС).

Таблица 256 – Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности АО «МЭС» (2025 год)

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, тыс.руб./Гкал/час в мес. без НДС
1.	АО "МЭС" (кроме н.п. Енский Ковдорского муниципального округа Мурманской области, с. Алакуртти, н.п. Белое Море Кандалакшского муниципального округа Мурманской области)	705,55

1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города

1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

1. Наличие дефицита тепловой мощности нетто Мурманской ТЭЦ. Зона действия Мурманской ТЭЦ является зоной с дефицитом тепловой мощности нетто (дефицит составляет 30,01 Гкал/ч). Наличие дефицита тепловой мощности приводит к невозможности обеспечения потребителей расчетным количеством тепловой энергии.

2. Применение у ряда потребителей трехтрубной схемы тепловых сетей после ЦТП и ИТП, отсутствие циркуляции ГВС. Отсутствие циркуляции ГВС ведет к снижению качества горячей воды и ее нерациональному использованию, так как потребителям приходится сливать остывшую воду из тупиковых участков после ночного спада потребления ГВС.

3. Отсутствие циркуляции теплоносителя по тепловой сети в системе теплоснабжения котельной «Северная». Отсутствие циркуляции ГВС ведет к снижению качества горячей воды и ее нерациональному использованию. В период периодического протапливания дошкольных учреждений, а также объектов образования циркуляция теплоносителя в системах теплоснабжения зданий обеспечивается посредством слива теплоносителя из тепловой сети котельной «Северная» в хозяйственно-бытовую канализацию. Данный метод приводит к сверхнормативным утечкам из тепловой сети и, как следствие, повышению затрат на тепловую энергию.

4. Несоответствие качества горячего водоснабжения в системах теплоснабжения от котельных ж.р. Росляково нормативным значениям. Превышение качества горячей воды по показателям «цветность» и «железо» связано с несоответствием качества исходной (холодной, питьевой) воды требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества».

Также усугубляет положение плохое техническое состояние водопроводных и внутридомовых систем, связанное с высоким физическим износом трубопроводов. При прохождении по металлическим сетям горячего водоснабжения, имеющим большой

процент износа, вода приобретает дополнительное содержание «железа» и, соответственно, «цветность».

Отсутствие циркуляционного трубопровода ГВС вызывает «застойные» зоны в наружных и внутридомовых сетях в часы минимального водоразбора, и как следствие создается благоприятная среда для размножения сульфатредуцирующих бактерий, продуктом жизнедеятельности которых является сероводород. Именно этот фактор оказывает принципиальное влияние на качество ГВС по показателю «запах».

1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения города (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

1. Высокий износ основных фондов. В системах теплоснабжения Мурманской ТЭЦ, Южной котельной, котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс» доля тепловых сетей со сроком эксплуатации более 30 лет колеблется от 30 до 70 %. Также на источниках осуществляется эксплуатация основного теплоэнергетического оборудования 60-х годов. Связано это с недофинансированием из-за высокой стоимости мазута, коротким межотопительным периодом для проведения замены тепловых сетей и оборудования, а также с ограниченным количеством специализированных организаций, имеющих материально-техническую базу для выполнения работ на тепловых сетях в кратчайшие сроки.
2. Невысокий уровень обслуживания, ремонта и эксплуатации внутридомовых систем теплоснабжения. Из-за частой смены управляющих компаний, и соответственно, обслуживающего персонала, эксплуатация внутридомовых систем не осуществляется на должном уровне.
3. Кадровая проблема в теплоэнергетике в Мурманской области. Отсутствие мотивации у молодых и перспективных специалистов, закончивших профессиональные высшие учебные учреждения, работать в условиях крайнего севера.

1.12.3. Описание существующих проблемы развития систем теплоснабжения

1. Использование на большинстве источников мазута в качестве основного топлива. Использование мазута в качестве основного вида топлива ведет к увеличению

собственных нужд источников теплоснабжения по сравнению с газовыми и твердотопливными источниками. Высокая стоимость мазута по сравнению с природным газом и твердым топливом ведет за собой высокую стоимость тепловой энергии.

1.12.4. Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Поставка топлива для источников тепловой энергии осуществляется железнодорожным и автомобильным транспортом.

На всех источниках организован и поддерживается нормативный запас топлива.

Нарушений в поставке топлива за период 2020-2024 гг. не выявлено.

1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов, влияющие на безопасность и надежность системы теплоснабжения, отсутствуют.