



**Схема теплоснабжения
муниципального образования город Мурманск
с 2019 по 2039 годы
(актуализация на 2022 год)**

Обосновывающие материалы

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



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор

ООО «Невская Энергетика»

_____ Е. А. Кикоть

"__" _____ 2021 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Комитета по жилищной политике
администрации города Мурманска

_____ А.Ю. Червинко

"__" _____ 2021 г.

**Схема теплоснабжения
муниципального образования город Мурманск
с 2019 по 2039 годы
(актуализация на 2022 год)**

Обосновывающие материалы

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

Санкт-Петербург

2021 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
Козлова О.В.	Специалист ООО "Невская Энергетика". Разработка схемы теплоснабжения, разработка электронной модели схемы теплоснабжения.
Искимжи Е.А.	Специалист ООО "Невская Энергетика". Сбор и обработка данных, разработка схемы теплоснабжения

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

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

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

Оглавление

СОСТАВ ДОКУМЕНТА	4
Перечень таблиц	9
Перечень рисунков	16
Определения	19
Перечень принятых обозначений	21
Введение	22
ГЛАВА 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	25
1.1. Функциональная структура теплоснабжения	25
1.1.1. Зоны деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними	25
1.1.2. Структура договорных отношений теплоснабжающих организаций	32
1.1.3. Зоны действия производственных котельных	35
1.1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения	35
1.2. Источники тепловой энергии	36
1.2.1. АО «Мурманская ТЭЦ»	36
1.2.2. АО «МЭС»	63
1.2.3. МУП «МУК»	91
1.2.4. АО «Завод ТО ТБО»	99
1.2.5. АО «ММТП»	104
1.2.6. Жилищно-коммунальная служба №1 (г. Мурманск) филиала Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства Обороны Российской Федерации по ОСК Северного флота	111
1.3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	118
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	118
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе	134
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	136
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	152
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов	152
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	153
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	165
1.3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики тепловых сетей	170
1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет	171

1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	173
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	174
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.....	174
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	179
1.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года	190
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	191
1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	191
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	195
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	195
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	196
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	197
1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	197
1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)	198
1.4. Зоны действия источников тепловой энергии	199
1.5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	201
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	201
1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	203
1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	204
1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	205
1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	206
1.5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.....	210
1.6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	212

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	212
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии от источников тепловой энергии.....	216
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.....	217
1.6.4. Описание причины возникновения дефицита тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения	219
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	221
1.7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ.....	222
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	222
1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	230
1.8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ	232
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника теплоснабжения	232
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	246
1.8.3. Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки	247
1.8.4. Использование местных видов топлива	247
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.....	247
1.8.6. Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе.....	258
1.8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа	258
1.9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	259
1.9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей	259
1.9.2. Частота отключений потребителей	259
1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения	259
1.9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)	259

1.9.5. 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"	260
1.9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении	260
1.9.7. Расчет показателей надежности системы теплоснабжения г. Мурманска.....	261
1.10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ.....	270
1.10.1. Технико-экономические показатели АО «Мурманская ТЭЦ»	271
1.10.2. Технико-экономические показатели АО «МЭС».....	273
1.10.3. Технико-экономические показатели МУП «МУК».....	280
1.10.4. Технико-экономические показатели АО «Завод ТО ТБО».....	287
1.10.5. Технико-экономические показатели АО «ММТП»	290
1.10.6. Технико-экономические показатели ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	291
1.11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	294
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	294
1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	310
1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности	316
1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	316
1.12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА	317
1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	317
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)	318
1.12.3. Описание существующих проблемы развития систем теплоснабжения.....	319
1.12.4. Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	319
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	319

Перечень таблиц

Таблица 1 – Структура систем теплоснабжения г. Мурманск.....	31
Таблица 2 – Технические характеристики котлоагрегатов АО «Мурманская ТЭЦ».....	41
Таблица 3 – Технические характеристики турбоагрегатов на Мурманской ТЭЦ.....	43
Таблица 4 – Количество горелок и тягодутьевых установок на теплоисточниках АО «Мурманская ТЭЦ».....	43
Таблица 5 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Мурманской ТЭЦ.....	44
Таблица 6 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Южной котельной.....	45
Таблица 7 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Восточной котельной.....	45
Таблица 8 – Характеристика деаэраторов, установленных на теплоисточниках АО «Мурманская ТЭЦ».....	46
Таблица 9 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Мурманской ТЭЦ.....	46
Таблица 10 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Восточной котельной.....	47
Таблица 11 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Южной котельной.....	48
Таблица 12 – Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ».....	50
Таблица 13 – Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ».....	52
Таблица 14 – Данные по оборудованию насосных станций АО «Мурманская ТЭЦ».....	55
Таблица 15 – Нарботка основного оборудования АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019-2020 гг.	57
Таблица 16 – Характеристика узлов учета тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ».....	61
Таблица 17 – Статистика отказов оборудования на источниках.....	62
Таблица 18 – Характеристика источников теплоснабжения АО «МЭС».....	64
Таблица 19 – Характеристика водогрейных котлов котельной «Северная».....	65
Таблица 20 – Характеристика паровых котлов котельной «Северная».....	65
Таблица 21 – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Северная».....	65
Таблица 22 – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Северная».....	66
Таблица 23. – Структура и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Северная».....	66
Таблица 24. – Структура и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Северная».....	66
Таблица 25. – Характеристика водогрейных котлов котельной «Роста».....	67
Таблица 26. – Характеристика паровых котлов котельной «Роста».....	67
Таблица 27. – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Роста».....	67
Таблица 28. – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста».....	68
Таблица 29. – Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Роста» ..	68
Таблица 30. – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Роста».....	68
Таблица 31. – Характеристика паровых котлов котельной «Абрам-Мыс».....	69
Таблица 32. – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Абрам-Мыс».....	69
Таблица 33. – Структура и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Абрам-Мыс».....	69
Таблица 34. – Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс».....	70
Таблица 35. – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс».....	70
Таблица 36. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково -1».....	70
Таблица 37. – Вспомогательное оборудование котельной ТЦ «Росляково -1».....	71

Таблица 38. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное»	72
Таблица 39. – Насосное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное».....	72
Таблица 40. - Основное оборудование котельной «Фестивальная».....	74
Таблица 41. – Вспомогательное оборудование котельной «Фестивальная».....	74
Таблица 42 – Характеристика мощности теплоисточников АО «МЭС».....	76
Таблица 43 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «МЭС» за 2020 год.....	77
Таблица 44 – Сроки эксплуатации основного оборудования на источниках тепловой энергии АО «МЭС».....	78
Таблица 45 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Северная».....	83
Таблица 46 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста»	85
Таблица 47 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс»	86
Таблица 48 - Среднегодовая загрузка котлов котельной ТЦ «Росляково-1»	87
Таблица 49 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Северная».....	88
Таблица 50 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Роста»	88
Таблица 51 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Абрам-Мыс»	89
Таблица 52 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельных ТЦ «Росляково - 1» и ТЦ «Росляково Южное»	89
Таблица 53 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК»	91
Таблица 54 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК»	93
Таблица 55 – Состав и характеристика вспомогательного оборудования угольной котельной	94
Таблица 56 – Состав и характеристика вспомогательного оборудования дизельной котельной	94
Таблица 57 – Характеристика мощности котельных МУП «МУК».....	94
Таблица 58 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «МУК» за 2020 год	95
Таблица 59 - Загрузка основного оборудования угольной котельной	97
Таблица 60 - Загрузка основного оборудования дизельной котельной	97
Таблица 61 – Характеристика основного оборудования АО «Завод ТО ТБО».....	99
Таблица 62 – Характеристика вспомогательного оборудования АО «Завод ТО ТБО»	100
Таблица 63 – Характеристика мощности АО «Завод ТО ТБО».....	100
Таблица 64 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Завод ТБО» за 2019-2020 гг.	101
Таблица 65 – Сведения о работе основного котельного оборудования.....	102
Таблица 66 – Технические характеристики основного оборудования котельной.....	105
Таблица 67 – Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной.....	105
Таблица 68 – Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленного на котельной.....	106
Таблица 69 – Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной.....	106
Таблица 70 – Характеристика мощности котельной АО «ММТП»	107
Таблица 71 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «ММТП» за 2020 год	108
Таблица 72 – Сведения о работе основного котельного оборудования.....	109
Таблица 73 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной АО «ММТП»	109
Таблица 74 – Технические характеристики основного оборудования котельной	113
Таблица 75 – Технические характеристики сетевых подогревателей, установленных на котельной.....	113
Таблица 76 – Технические характеристики деаэрационного оборудования, установленного на котельной.....	113

Таблица 77 – Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной.....	113
Таблица 78 – Характеристика мощности котельной №22.....	114
Таблица 79 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ за 2019 год.....	115
Таблица 80 – Сведения о работе основного котельного оборудования.....	116
Таблица 81 – Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ на балансе АО «Мурманская ТЭЦ».....	119
Таблица 82 – Структура тепловых сетей Южной котельной.....	120
Таблица 83 – Структура тепловых сетей Восточной котельной.....	121
Таблица 84 – Структура тепловых сетей котельной «Северная».....	122
Таблица 85 – Структура тепловых сетей котельной «Роста».....	123
Таблица 86 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс».....	124
Таблица 87 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1».....	125
Таблица 88 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное».....	126
Таблица 89 – Структура тепловых сетей котельной «Фестивальная».....	127
Таблица 90 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ.....	128
Таблица 91 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной.....	129
Таблица 92 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной.....	130
Таблица 93 – Структура тепловых сетей котельной АО «ММТП».....	131
Таблица 94 – Структура паровых тепловых сетей котельной №22.....	132
Таблица 95 – Структура тепловых сетей дизельной котельной МУП «МУК».....	133
Таблица 96 – Структура тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК».....	133
Таблица 97 – Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку службы.....	137
Таблица 98 – Материальная характеристика тепловых сетей Мурманской ТЭЦ.....	138
Таблица 99 – Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку службы.....	138
Таблица 100 – Материальная характеристика тепловых сетей Южной котельной.....	139
Таблица 101 – Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку службы.....	140
Таблица 102 – Материальная характеристика тепловых сетей Восточной котельной.....	141
Таблица 103 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Северная».....	143
Таблица 104 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Роста».....	144
Таблица 105 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Абрам-Мыс».....	145
Таблица 106 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной ТЦ «Росляково-1».....	145
Таблица 107 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной ТЦ «Росляково Южное».....	146
Таблица 108 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ.....	146
Таблица 109 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной.....	147
Таблица 110 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от Южная котельная.....	147
Таблица 111 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Фестивальная».....	148
Таблица 112 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной АО «ММТП».....	149
Таблица 113 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной №22.....	150
Таблица 114 – Материальная характеристика муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК».....	151
Таблица 115 – Материальная характеристика тепловых сетей дизельной котельной МУП «МУК».....	151

Таблица 117 Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019-2020 гг.	172
Таблица 118 – Количество порывов на тепловых сетях по источникам АО «МЭС» за отопительный сезон 2012-2013 гг.	173
Таблица 119 – Ретроспектива количества порывов на тепловых сетях АО «МЭС»	173
Таблица 120 – 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.	181
Таблица 121 – 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.	182
Таблица 122 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах, спроектированными в период с 1990 по 1998 гг.	183
Таблица 123 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке, спроектированными в период с 1959 по 1990 гг.	184
Таблица 124 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и при бесканальной прокладке, спроектированными в период с 1998 по 2003гг.	185
Таблица 125 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) одним изолированным теплопроводом на надземной прокладке, спроектированными в период с 1998 по 2003гг.	186
Таблица 126 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и продолжительности работы в год более 5000 ч, спроектированными в период с 2004г.	187
Таблица 127 – 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.	188
Таблица 128 – Потери тепловой энергии в тепловых сетях.....	190
Таблица 129 - Информация о наличии узлов учета тепловой энергии у потребителей АО «Мурманская ТЭЦ».....	195
Таблица 130 - ЦТП и НС находящиеся в эксплуатации у АО «МЭС»	196
Таблица 131 – Среднемесячные температуры наружного воздуха	201
Таблица 132 – Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха.....	202
Таблица 133. Значение полезного отпуска тепловой энергии в 2020 году.....	203
Таблица 134 - Значение полезного отпуска и расчетное значение тепловых нагрузок по источникам в 2020 году	204
Таблица 135 – Потребление тепловой энергии за отопительный период и за год в целом ...	205
Таблица 136 – Нормативы потребления коммунальной услуги на отопление для населения города Мурманска	207
Таблица 137 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению для населения города Мурманска	208
Таблица 138 – Нормативы расхода тепловой энергии на подогрев холодной воды для предоставления коммунальной услуги по горячему водоснабжению в г. Мурманске	209
Таблица 139 - Договорные и расчетные тепловые нагрузки.....	210
Таблица 140 – Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки источников теплоснабжения	212
Таблица 141 – Перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии.....	216
Таблица 142 – Параметры работы головных участков источников АО «Мурманская ТЭЦ».....	217
Таблица 143 – Давление теплоносителя до и после насосных станций.....	218
Таблица 144 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей АО «МЭС»	218

Таблица 145 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей котельных МУП «МУК».....	219
Таблица 146 – Характеристики оборудования ХВО на Мурманской ТЭЦ.....	222
Таблица 147 – Характеристики оборудования ХВО на Южной котельной.....	223
Таблица 148 – Характеристики оборудования ХВО на Восточной котельной.....	223
Таблица 149 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Северная».....	224
Таблица 150 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Роста».....	224
Таблица 151 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Абрам-Мыс».....	225
Таблица 152 – Технические характеристики установки ХВО на котельной ТЦ «Росляково-1».....	225
Таблица 153 – Технические характеристики установки ХВО на котельной №22 ЖКС №1 (филиала) ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ.....	226
Таблица 154 – Производительность водоподготовительных установок источников тепловой энергии в г. Мурманск.....	226
Таблица 155 – Баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети.....	229
Таблица 156 – Максимальный расход аварийной подпитки систем теплоснабжения г. Мурманск.....	231
Таблица 157 – Низшая теплотворная способность топлива.....	232
Таблица 158 – Топливо-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ.....	233
Таблица 159 – Низшая теплотворная способность топлива.....	234
Таблица 160 – Топливо-энергетические балансы Восточной котельной.....	234
Таблица 161 – Низшая теплотворная способность топлива.....	235
Таблица 162 – Топливо-энергетические балансы Южной котельной.....	235
Таблица 163 – Топливо-энергетические балансы котельной АО «Завод ТО ТБО».....	236
Таблица 164 – Низшая теплотворная способность топлива.....	237
Таблица 165 – Топливо-энергетические балансы котельной «Северная».....	237
Таблица 166 – Низшая теплотворная способность топлива.....	238
Таблица 167 – Топливо-энергетические балансы котельной «Роста».....	238
Таблица 168 – Низшая теплотворная способность топлива.....	239
Таблица 169 – Топливо-энергетические балансы котельной «Абрам-Мыс».....	239
Таблица 170 – Низшая теплотворная способность топлива.....	240
Таблица 171 – Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково-1».....	240
Таблица 172 – Низшая теплотворная способность топлива.....	241
Таблица 173 – Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково Южное».....	241
Таблица 174 – Топливо-энергетический баланс котельной «Фестивальная».....	242
Таблица 175 – Низшая теплотворная способность топлива.....	243
Таблица 176 – Топливо-энергетический баланс угольной котельной МУП «МУК».....	243
Таблица 177 – Низшая теплотворная способность топлива.....	244
Таблица 178 – Топливо-энергетический баланс дизельной котельной МУП «МУК».....	244
Таблица 179 – Низшая теплотворная способность (влажного топлива).....	245
Таблица 180 – Топливо-энергетические балансы котельной АО «ММТП».....	245
Таблица 181 – Топливо-энергетические балансы котельной №22.....	246
Таблица 182 – Показатели надежности системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ г. Мурманска.....	261
Таблица 183 – Показатели надежности системы теплоснабжения от Южной котельной.....	261
Таблица 184 – Показатели надежности системы теплоснабжения от Восточной котельной.....	262
Таблица 185 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Северная».....	263
Таблица 186 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Роста».....	263
Таблица 187 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс».....	264
Таблица 188 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная».....	265
Таблица 189 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП».....	265

Таблица 190 – Показатели надежности системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК».....	266
Таблица 191 – Показатели надежности системы теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК».....	266
Таблица 192 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково -1».....	267
Таблица 193 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное»	268
Таблица 194 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной №22	268
Таблица 195 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Мурманская ТЭЦ»	271
Таблица 196 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по производству тепловой энергии за 2019г.....	274
Таблица 197 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по обеспечению горячего водоснабжения за 2019г.	278
Таблица 198 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» (угольная котельная)	281
Таблица 199 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» (дизельная котельная)	284
Таблица 200 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Завод ТО ТБО» за 2018-2020 год	287
Таблица 201 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «ММТП» за 2018 - 2020 года	290
Таблица 202 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ (с 01.07.2017 по 31.12.2017)	291
Таблица 203 – Сведения о размере и динамике утвержденных тарифов АО «Мурманская ТЭЦ»	295
Таблица 204 – Сведения о размере тарифов АО «МЭС»	298
Таблица 205 – Динамика утвержденных тарифов АО «МЭС».....	300
Таблица 206 – Сведения о размере тарифов МУП «МУК» без учета НДС.....	302
Таблица 207 – Динамика утвержденных тарифов МУП «МУК»	303
Таблица 208 – Сведения о размере тарифов АО «Завод ТО ТБО» без учета НДС.....	305
Таблица 209 – Динамика тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Завод ТО ТБО»	305
Таблица 210 – Сведения о размере тарифов АО «ММТП».....	306
Таблица 211 – Динамика утвержденных тарифов АО «ММТП»	306
Таблица 212 – Сведения о размере тарифов ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	307
Таблица 213 – Динамика установленных тарифов ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	307
Таблица 214 – Сведения о размере тарифов АО «ММТП» без учета НДС	309
Таблица 215 – Расходы АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019 год, связанные с производством и реализацией тепловой энергии.....	310
Таблица 216 – Расходы АО «МЭС», связанные с производством и реализацией тепловой энергии.....	311
Таблица 217 – Расходы АО «МЭС», связанные с передачей тепловой энергии.....	312
Таблица 218 – Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (угольная котельная).....	313
Таблица 219 – Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (дизельная котельная).....	313
Таблица 220 – Расходы АО «Завод ТО ТБО», связанные с производством и реализацией тепловой энергии.....	314
Таблица 221 – Расходы АО «ММТП», связанные с производством и реализацией тепловой энергии.....	315

Таблица 222 – Расходы ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК
СФ, связанные с производством и реализацией тепловой энергии..... 316

Перечень рисунков

Рисунок 1. Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (начало).. 27	27
Рисунок 2 - Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (окончание)	28
Рисунок 1. Структура системы централизованного теплоснабжения г. Мурманск	34
Рисунок 2. Существующее административное деление г. Мурманск.....	35
Рисунок 3. Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ».....	50
Рисунок 4. Среднегодовая загрузка котлов ПТВМ-30 Котельной «Северная»	84
Рисунок 5. Среднегодовая загрузка котлов ДКВР-25/13р Котельной «Северная».....	84
Рисунок 6. Среднегодовая загрузка котлов ГМ-50-14/250 котельной «Северная»	85
Рисунок 7. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста»	86
Рисунок 8. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс»	87
Рисунок 9. Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ.....	119
Рисунок 10. Структура тепловых сетей Южной котельной	120
Рисунок 11 – Структура тепловых сетей Восточной котельной.....	121
Рисунок 12 – Структура тепловых сетей от котельной «Северная»	122
Рисунок 13 – Структура тепловых сетей котельной «Роста».....	123
Рисунок 14 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»	124
Рисунок 15 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1».....	125
Рисунок 16 - Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное».....	126
Рисунок 17 – Структура тепловых сетей от котельной «Фестивальная»	127
Рисунок 18 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ	128
Рисунок 19 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной	129
Рисунок 20 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной	130
Рисунок 21 – Структура тепловых сетей от котельной АО «ММТП»	131
Рисунок 22 – Структура тепловых сетей котельной №22 ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	132
Рисунок 23 – Структура тепловых сетей дизельной котельной МУП «МУК».....	133
Рисунок 24 – Структура муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК».....	133
Рисунок 25. Схемы тепловых сетей г. Мурманск	135
Рисунок 26 – Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку эксплуатации	137
Рисунок 27 – Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку эксплуатации ...	139
Рисунок 28 – Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку эксплуатации	140
Рисунок 29 – Температурный график отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточных котельных на отопительный сезон 2020-2021 гг.	154
Рисунок 30 – График отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2020-2021 гг.	155
Рисунок 31 – Температурный график сетевой воды в тепловых сетях от котельной «Северная»	156
Рисунок 32 – Температурный график тепловой сети котельной «Роста»	157
Рисунок 33 – Температурный график тепловой сети котельной «Абрам-Мыс»	158
Рисунок 34 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково-1»	159
Рисунок 35 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково Южное»	160
Рисунок 36 - Температурный график тепловой сети котельной «Фестивальная».....	161
Рисунок 37 - Температурный график тепловой сети от котельной «ММТП»	163
Рисунок 38 – Температурный график тепловой сети котельной №22	164
Рисунок 39 – Графики теплоотпуска Мурманской ТЭЦ	166
Рисунок 40 – Графики теплоотпуска Южной котельной	167
Рисунок 41 – Графики теплоотпуска Восточной котельной.....	167

Рисунок 42 – Требуемый график теплоотпуска Мурманской ТЭЦ.....	168
Рисунок 43 – Требуемый график теплоотпуска Южной котельной.....	169
Рисунок 44 – Требуемый график теплоотпуска Восточной котельной	169
Рисунок 45 – Элеваторная схема присоединения потребителей	191
Рисунок 46 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО...	192
Рисунок 47 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления	192
Рисунок 48 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления	193
Рисунок 49 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления	193
Рисунок 50 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления	194
Рисунок 51 – Схема с параллельным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления	194
Рисунок 52. Зоны действия источников тепловой энергии г.Мурманск	200
Рисунок 53. Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха	202
Рисунок 54 – Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии Мурманской ТЭЦ	220
Рисунок 55 – Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ	233
Рисунок 56 – Расход условного топлива на Восточной котельной	234
Рисунок 57 – Расход условного топлива на Южной котельной	235
Рисунок 58 – Расход условного топлива на котельной АО «Завод ТО ТБО»	236
Рисунок 59 – Расход условного топлива на котельной «Северная».....	237
Рисунок 60 – Расход условного топлива на котельной «Роста»	238
Рисунок 61 – Расход условного топлива на котельной «Абрам-Мыс»	239
Рисунок 62 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково-1»	240
Рисунок 63 – Расход условного топлива на котельной ТЦ «Росляково Южное».....	241
Рисунок 64 – Расход условного топлива на угольной котельной МУП «МУК»	243
Рисунок 65 – Расход условного топлива на дизельной котельной МУП «МУК».....	244
Рисунок 66 – Расход условного топлива на котельной АО «ММТП»	245
Рисунок 67 – Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска	248
Рисунок 68 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ»	249
Рисунок 69 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной «Роста».....	250
Рисунок 70 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной «Северная» и котельной «Абрам-Мыс»	251
Рисунок 71 – Приложение к паспорту используемого топлива на котельной «Северная» и котельной «Абрам-Мыс»	252
Рисунок 72 –Паспорт используемого топлива на котельной ТЦ «Росляково-1».....	253
Рисунок 73 –Приложение к паспорту используемого топлива на котельной ТЦ «Росляково-1»	254
Рисунок 74 –Характеристики используемого топлива на котельной ТЦ «Росляково Южное»	255
Рисунок 75 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной АО «ММТП»	256
Рисунок 76 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной №22.....	257
Рисунок 77. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»	296
Рисунок 78. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети после ТП, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»	296

Рисунок 79. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети после ТП, присоединенных к сетям АО «МЭС».....	297
Рисунок 80. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенных к сетям АО «МЭС»	297
Рисунок 81. Динамика установленных тарифов на тепловую энергию для потребителей АО «МЭС» (г. Мурманск)	301
Рисунок 82. Динамика установленных тарифов на тепловую энергию для потребителей АО «МЭС» (п.Росляково).....	301
Рисунок 83. Динамика установленных тарифов на передачу тепловой энергии с ГВ АО «МЭС».....	301
Рисунок 84. Динамика установленных тарифов на ГВ от дизельной котельной.....	304
Рисунок 85. Динамика установленных тарифов на ГВ от угольной котельной.....	304
Рисунок 86. Динамика установленных тарифов на отборный пар потребителям АО «Завод ТО ТБО»	305
Рисунок 87. Динамика установленных тарифов на ГВ АО «ММТП»	306
Рисунок 88. Динамика установленных тарифов на ГВ ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ	308

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 2039 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 287,847 тыс. человек, что составляет 39,2% 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 30 °С;

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

Продолжительность отопительного периода – 275 суток.

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

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

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 находится большая часть магистральных тепловых сетей Октябрьского и Первомайского округов города, три крупных источника

тепловой энергии, отпускающие тепловую энергию с коллекторов как напрямую потребителям, так и через внутриквартальные тепловые сети акционерного общества «Мурманэнергосбыт».

– **Акционерное общество «Мурманэнергосбыт» (далее АО «МЭС»)**

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

1) по договору аренды с АО «ТЭКОС»:

- три источника тепловой энергии и тепловые сети от них в г. Мурманске;
- внутриквартальные тепловые сети и ЦТП в Октябрьском и Первомайском административных округах г. Мурманска;
- магистральные, внутриквартальные тепловые сети, насосные станции и ЦТП в Ленинском административном округе г. Мурманска,
- тепловые сети и ЦТП в районе Абрам-Мыс Первомайского округа г. Мурманска. Организация оказывает услуги по транспорту тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ».

2) по договору аренды имущества с комитетом имущественных отношений города Мурманска:

- два источника тепловой энергии (котельные района Росляково) с магистральными и внутриквартальными тепловыми сетями от них;
- источник тепловой энергии – блочно-модульная котельная ул. Фестивальной с магистральными и внутриквартальными тепловыми сетями.

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 1 - 2, 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».

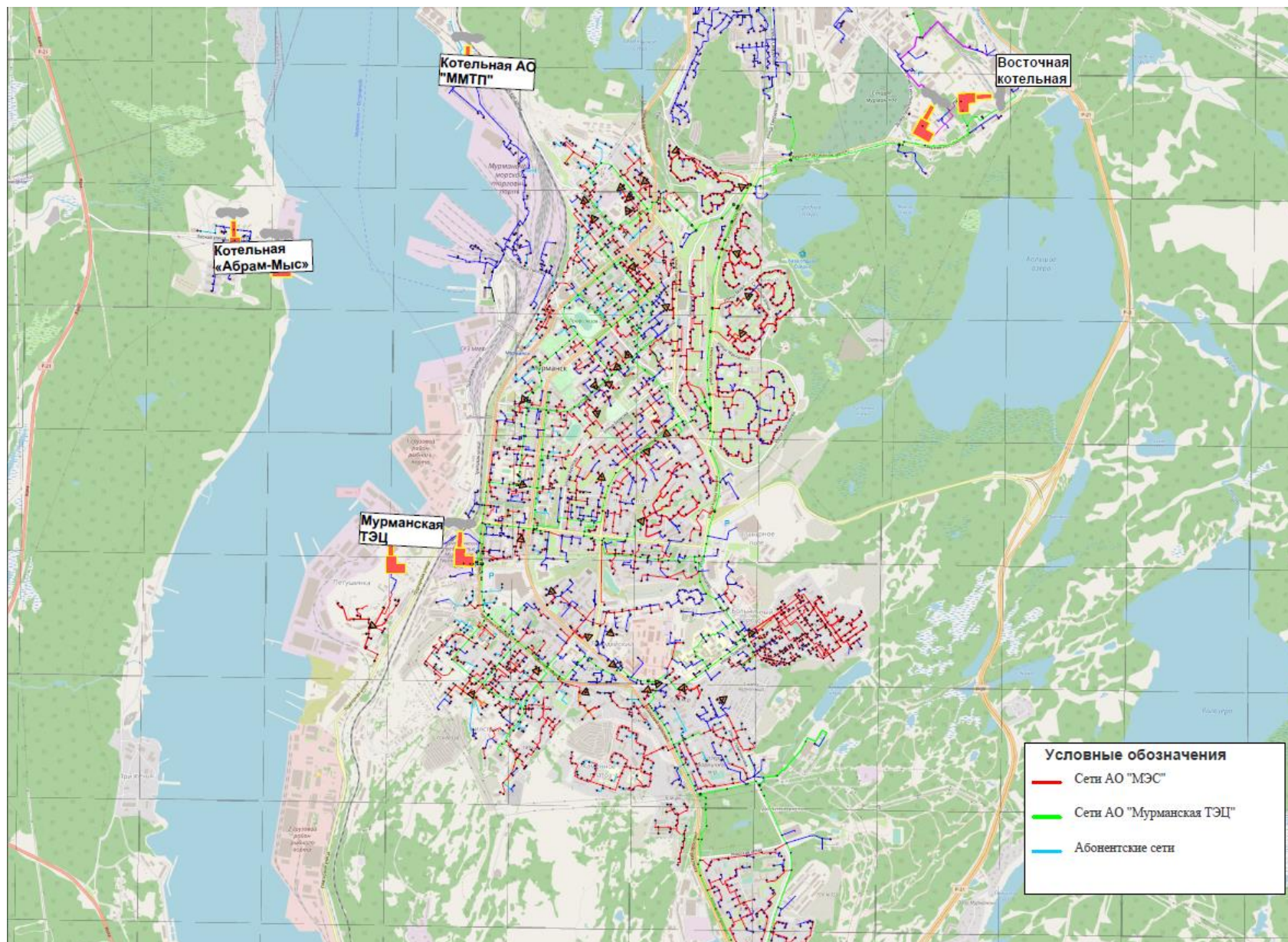


Рисунок 1. Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (начало)

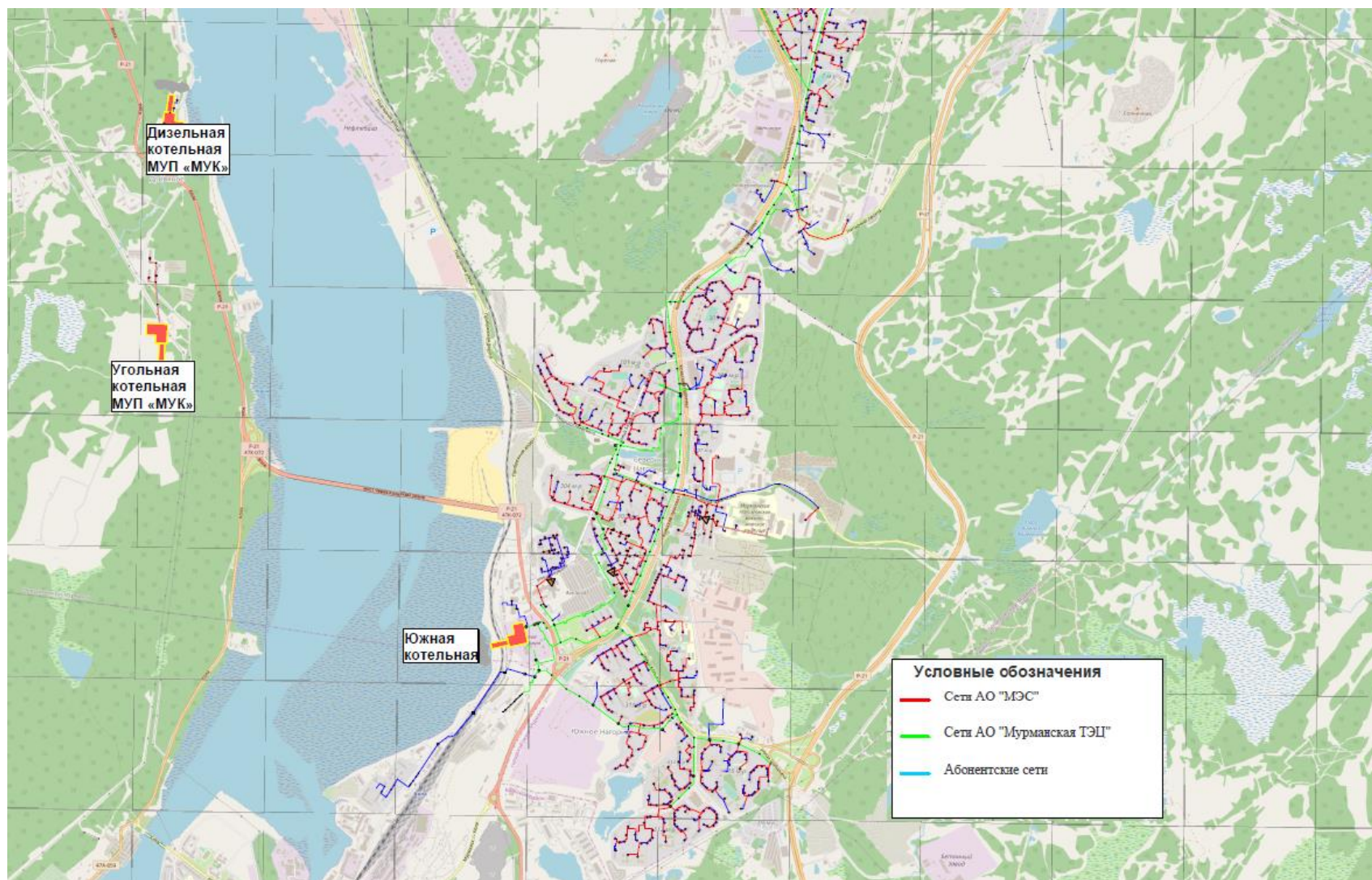


Рисунок 2 - Зоны эксплуатационной ответственности АО «Мурманская ТЭЦ» и АО «МЭС» в системах теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных (окончание)

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

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

– Филиал №1 АО «Завод ТО ТБО» (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 есть источник тепловой энергии, находящийся в долгосрочной аренде и тепловые сети, частично находящиеся в собственности. Собственником котельной является ФГУП «Росморпорт». Тепловая энергия поступает на нужды промпредприятий в зоне торгового порта, а также для теплоснабжения здания Мурманского морского вокзала.

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

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

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

До 30 декабря 2019 года услуги теплоснабжения также осуществляло акционерное общество «Мурманский морской рыбный порт» (далее – АО «ММРП»), в собственности которого находится один источник – котельная АО «ММРП» и тепловые сети. С 31 декабря 2019 года деятельность предприятия, как теплоснабжающей организации, прекращена, работа источника осуществляется лишь

для промпредприятий в зоне рыбного порта. Потребители, расположенные по ул. Фестивальная, ул. Подгорная и ул. Пригородная, подключённые ранее к сетям теплоснабжения от котельной АО «ММРП» посредством ЦТП, были подключены к новому источнику теплоснабжения – блочно-модульной котельной по ул. Фестивальная (далее – котельная «Фестивальная»), эксплуатацию которого по договору аренды осуществляет АО «МЭС».

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

Таблица 1 – Структура систем теплоснабжения г. Мурманск

№ системы теплоснабжения	Тип и наименование источника	Адрес источника	Наименование эксплуатирующей организации
1	Мурманская ТЭЦ	ул. Шмидта, д.14	АО «Мурманская ТЭЦ»
	Восточная котельная	ул. Домостроительная, д.24	АО «Мурманская ТЭЦ»
	Завод ТО ТБО	ул. Домостроительная, д.34	Филиал №1 АО «Завод ТО ТБО»
	Южная котельная	ул. Фадеев ручей, д.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 МУП «МУК»	Район Дровяное, ул. Прибрежная	МУП «МУК»
9	Котельная АО «ММТП»	Портовый проезд, 22	АО «ММТП»
10	Котельная №22	в/г №6, район Росляково, ул. Мохнаткина Пахта	ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

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 микрорайона Дровяное, 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 №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ самостоятельно осуществляет теплоснабжение потребителей от собственного источника.

С 31 декабря 2019 года, теплоснабжение потребителей по ул. Фестивальная, ул. Подгорная и ул. Пригородная осуществляется от новой котельной «Фестивальная», эксплуатируемой АО «МЭС».

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 3.

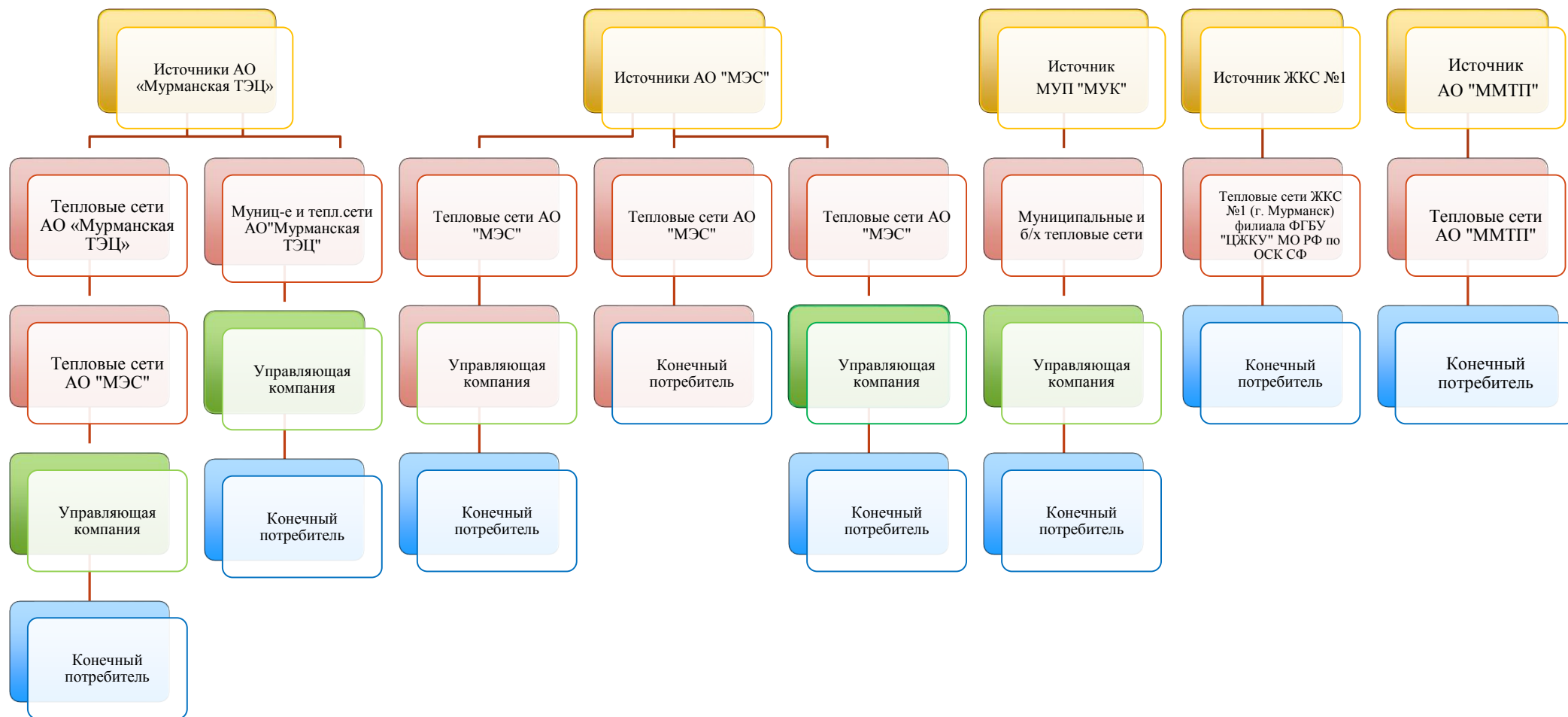


Рисунок 3. Структура системы централизованного теплоснабжения г. Мурманск

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 «Росморпорт». Тепловая энергия направляется на нужды абонентов в промзоне торгового порта, а также для теплоснабжения здания Мурманского морского вокзала. В теплоснабжении потребителей жилых районов г. Мурманска не участвует.

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.

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



Рисунок 4. Существующее административное деление г. Мурманск

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 крупных 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» осуществляет поставку 67 % производимой в городе тепловой энергии. Общая присоединенная нагрузка системы составляет 756,629 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 150/70 °С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 140 °С (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 26 °С).

Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 284,214 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 236,14 Гкал/ч;
- вентиляция – 18,75 Гкал/ч;
- ГВС – 29,33 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, температурный график отпуска тепловой энергии – 150–70 °С. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 167,45 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 126,04 Гкал/ч;
- вентиляция – 17,81 Гкал/ч;
- ГВС – 21,47 Гкал/ч;
- технологические нужды – 2,12 Гкал/ч (в т.ч. 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, температурный график отпуска тепловой энергии – 150–70 °С. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей 304,96 Гкал/ч, в том числе:

- отопление – 241,28 Гкал/ч;
- вентиляция – 23,4 Гкал/ч;
- ГВС – 40,28 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 8937 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 водогрейных 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 2 - 11 соответственно.

Таблица 2 – Технические характеристики котлоагрегатов АО «Мурманская ТЭЦ»

Тип котлоагрегата, ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Производительность проектная/ фактическая, тонн/ч (Гкал/ч)	Давление расчётное, кг/см ²	Температура пара, (воды), °С	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									
Паровые котлы									
ТП -30Р, № 1	1954	30/30	23	375	89,71	двухпакетный стальной горизонтальный змеевиковый	Белгородский котельный завод	2017 год	2017 год
ТП -30Р, № 2	1957	30/30	23	375	90,24	двухпакетный стальной горизонтальный змеевиковый	Белгородский котельный завод	2019 год	2018 год
ТП -30Р, № 3	1958	30/30	23	350	89,49	однопакетный стальной горизонтальный змеевиковый	«Красный котельщик» г. Таганрог	2018 год	2017 год
ТП -35У, № 4	1960	35/35	39	450	91,43	двухпакетный стальной змеевиковый гладкотрубный	Белгородский котельный завод	2019 год	2019 год
БМ-35Р, № 5	1962	35/40	39	450	90,73	трехпакетный стальной змеевиковый	Белгородский котельный завод	2018 год	2019 год
БМ-35Р, № 6	1963	35/40	39	450	90,72	кипящего типа	Белгородский котельный завод	2018 год	2018 год
ГМ-50, № 7	1964	50/50	39	440	91,01	двухпакетный стальной змеевиковый кипящего типа	Белгородский котельный завод	2019 год	2017 год
Водогрейные котлы									
ПТВМ-50, №8	1965	50/45,0	16	150	89,5	-	Машиностроительный завод «Татра»	2018 год	2018 год
ПТВМ-50, №9	1966	50/45,0	16	150	91,41	-	Машиностроительный завод «Татра»	2019 год	2019 год
ПТВМ-100, №10	1970	100/86	16	150	89,24	-	Дорогобужский котельный завод	2019 год	2020 год

Тип котлоагрегата, ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Производительность проектная/фактическая, тонн/ч (Гкал/ч)	Давление расчётное, кг/см ²	Температура пара, (воды), °С	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	90,38	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	2018 год	2015 год
ДКВР-20-13/250 № 2	1973	20	13	250	90,4	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	2018 год	2018 год
ДКВР-20-13/250 № 3	1973	20	13	250	90,4	чугунный, блочный, отдельно стоящий	Бийский котельный завод	2019 год	2017 год
Водогрейные котлы									
ПТВМ-100, № 4	1974	100/75	16	150	88	-	Дорогобужский котельный завод	2020 год	2020 год
ПТВМ-100, № 5	1974	100/75	16	150	88,39	-	Дорогобужский котельный завод	2018 год	2018 год
ПТВМ-100, № 6	1975	100/75	16	150	88,2	-	Дорогобужский котельный завод	2019 год	2019 год
КВГМ-100, № 7	1992	100	16	150	90,6	-	Дорогобужский котельный завод	2018 год	2019 год
КВГМ-100, № 8	1994	100	16	150	92,36	-	Дорогобужский котельный завод	2018 год	2020 год
Восточная котельная									
Паровые котлы									
ГМ-50-14/250, № 1	1982	50	14	250	91,05	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	2020 год	2017 год
ГМ-50-14/250, № 2	1983	50	14	250	91,05	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	2018 год	2015 год
ГМ-50-14/250, № 3	1985	50	14	250	91,05	чугунный, блочный	Белгородский котельный завод	2016 год	2019 год
Водогрейные котлы									
КВГМ-100, № 4	1983	100	16	150	91,31	-	Дорогобужский котельный завод	2019 год	2018 год
КВГМ-100, № 5	1984	100	16	150	91,31	-	Дорогобужский котельный завод	2020 год	2018 год
КВГМ-100, № 6	1986	100	16	150	91,31	-	Дорогобужский котельный завод	2015 год	2017 год

Таблица 3 – Технические характеристики турбоагрегатов на Мурманской ТЭЦ

Наименование оборудования	Электрическая мощность, МВт	Давление пара перед турбиной, кгс/см ²	Температура пара перед турбиной, °С	Величина противодавления, кгс/см ²	Расход пара через турбину, т/час	Давление пара в производств. отборе, кгс/см ²	Год ввода оборудования в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
Турбоагрегат Р-6-35-6 ст. № 3	6	34	435	1,2	57	-	1962	2014	2003
Турбоагрегат ПР-6-35-10\1,2 ст. № 4	6	34	435	1,2	68	6	1963	2010	2003

Таблица 4 – Количество горелок и тягодутьевых установок на теплоисточниках АО «Мурманская ТЭЦ»

Наименование котла	Станционный номер котла	Количество горелок на котел	Дутьевой вентилятор			Дымосос	Q, тыс.м3/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-14-46-5-0,2	10	16		
	Ст.№ 6,	16	Ц-14-46-5-0,2	10	1	ДН-222-062ГМ	252
КВГМ – 100	Ст.№ 7, 8	3 (типа ПГМГ-40 ПД)	ВДН-18	150		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-18x2	180
	Ст. № 5, 6	3 (типа ПГМГ-40 ПД)	ВДН-17	73		ДН-18-2	180

Таблица 5 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Мурманской ТЭЦ

№ подогревателя	Назначение	Марка (тип)	Рабочее давление, кг/см ²	Расч. давление, МПа		Температура, °С		Поверхность нагрева, м ²
				воды	пара	воды	пара	
№1	Бойлер основной	БО-350		14	2	116	133	350
№2	Бойлер основной	БО-350		14	2	116	133	350
№1	Бойлер пиковый	БП-200		14	7	135	250	200
№2	Бойлер пиковый	БП-200		14	7	135	250	200
№3	Бойлер пиковый	БП-200		14	7	135	250	200
№1	Охладитель конденсата	ПП1-53-7 IV		16	7	150	250	53,9
№ 2	Охладитель конденсата	ПП1-53-7 IV		16	7	150	250	53,9
№ 3	Охладитель конденсата	ПП1-53-7 IV		16	7	150	250	53,9
№1	Подогреватель высок.давления	ПВ60-4		89	8	170	300	200/1100
№2	Подогреватель высок.давления	ПВ60-4		89	8	170	300	200/1100
№3	Подогреватель высок.давления	ПВ60-4		89	8	170	300	200/110
№4	Подогреватель высок.давления	ПВ60-4		89	8	170	330	200/1100
	Охладитель конденсата калориферов котлов			16	7	150	250	53,9
№1	Охладитель конденсата мазутных подогревателей			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 6 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Южной котельной

№ подогревателя	Назначение	Тип, марка	Рабочее давление, кг/см ²	Расчетное давление, МПа	Температура, °С		Поверхность нагрева, м ²
					Корпус	Тр. пучок	
№1	Охладитель подпиточной воды	14 ОСТ 34-588-68 P2	10	14	100	40	40,6
№1	Подогреватели сырой воды	14 ОСТ 34-588-68 P1	10	14	120	70	20,3
№2	Подогреватели сырой воды	14 ОСТ 34-588-68 P3	10	14	120	90	60,9
№1,2,5	Сетевые подогреватели	МВН 1437-06	16	16	150	120	62,3
№3	Сетевой подогреватель	ПП1-53-7-IV ОСТ 108.271.105-76	16	16	200	180	53,9
№4	Сетевой подогреватель	05 ОСТ 34-577-68	16	16	180	150	53,9

Таблица 7 – Технические характеристики теплообменных аппаратов Восточной котельной

№ подогревателя	Назначение	Марка (тип)	Рабочее давление, кг/см ²	Расчетное давление, МПа	Температура, °С		Поверхность нагрева, м ²
					Корпус	Тр. пучок	
№1	Охладитель подпиточной воды	14 ОСТ 34-588-68 P2	10	14	100	40	17,2
№1 - 5	Сетевые подогреватели	05 ОСТ 34-577-68	16	16	180	150	53,9
№6 - 9	Сетевой подогреватель	630-4000-IV	16	16	200	180	50,6
№ 10-11	Сетевой подогреватель	ПП1-75кп/23-ок-16-II	16	16	250	150	105,0

Таблица 8 – 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)	1	50	1973
2	Сетевой деаэратор № 1 (СД-1)	1	35	1988
3	Сетевой деаэратор № 2 (СД-2)	2	50	1988
Восточная котельная				
1	Питательный деаэратор (ПД)	1	35	1982
2	Сетевой деаэратор (СД)	2	35	1982

Таблица 9 – 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/см ² , 2970 об/мин, 320кВт, 6000В	3 ед.
Насосы сетевые	СЭ 1250 x 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	95м ³ /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 м ³ /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.
Деаэратор питательный	ДСА - 100	100 м ³ /ч	4 ед.
Деаэратор сетевой	ДСА - 100	100 м ³ /ч	2 ед.
Подогреватели пароводяные	БО-350	Снагр.= 350м ² ; G=1150м ³ /ч Р пара = 2 кгс/см ² , Рв=14кг/см ²	2 ед.

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
	БП-200	Снагр.= 200 м ² ; G=750м 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.
Аккумуляторные баки		отсутствуют	
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 10 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Восточной котельной

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
Насосы питательные	ЦНСГ 60 - 198	60м ³ /ч, 40мм.в.ст., 55кВт, 380В, 2950 об/мин.	3 ед.
Насосы сетевые	СЭ 1250 х 140	1250 м ³ /ч; 140 м вод.ст., 630кВт,6000В,1470об/мин	5 ед.
Насосы подпиточные	4к – 90/85а	40кВт, 2950 об/мин, 85м ³ /ч, 380В, 76мм.в.ст.	1 ед.
	К 100-65-250	65кВт, 2950 об/мин, 100м ³ /ч, 380В	1 ед.
Насосы холодной воды	б – к8у	122м ³ /ч, 30кВт, 1450об/мин, 380В	1 ед.
	4к – 90/85а	90м ³ /ч, 55кВт, 1470об/мин, 380В	1 ед.
	Д 200-95	200м ³ /ч, 85кВт, 1470 об/мин, 380В	1 ед.
Насосы рециркуляционные	НКУ 630/80	630м ³ /ч, 84м.в.ст., 178кВт, 380В, 2970об/мин	3 ед.
Аккумуляторные баки		отсутствуют	
Насосы топливные питательные	4 Н 5Х4	55кВт, 25 кгс/см ² , 30м ³ /ч,	3 ед.
Насосы топливные рециркуляция	6НК-9Х1	120 м ³ /ч; 65м вод.ст.; 40кВт	1 ед.
	6НК-6Х1	90 м ³ /ч; 60 м вод.ст.; 40кВт	1 ед.
Насосы топливные погружные	12НА- 22Х6	120 м ³ /ч; 54 м вод.ст.;40кВт	2 ед.
Дымососы	ДН - 19	180000м ³ /ч, 320кВт, 6000В, 600об/мин	3 ед.
	ДН - 118х2	82000м ³ /ч, 200кВт, 985об/мин, 6000В	3 ед.
Вентиляторы	ВДН - 17	70000м ³ /ч, 160кВт, 735об/мин, 400В	7 ед.
	ВДН - 15	48000м ³ /ч, 75кВт, 380В, 750об/мин, 365мм.в.ст.	2 ед.
Деаэратор питательный	ДСА - 100	100 м ³ /ч	1 ед.
Деаэратор сетевой	ДСА - 100	100 м ³ /ч	1 ед.
Подогреватели пароводяные	05ОСТ34-577-68	S нагрева 53,9м ² , расход воды 120т/ч, расход пара 15 т/ч, Тсет. воды 150град.	5 ед.
	630-4000-4	S нагрева 50,6м ² , расход воды 120т/ч, расход пара 15 т/ч, Тсет. воды 150 град.	4 ед.
Дымовая труба (высота м)		120 м	1 ед.
Аккумуляторные баки		отсутствуют	
Характеристика мазутного хозяйства, объём, диаметр резервуаров	Стальные вертикальные цилиндрические наземные	V=10 000 м ³ ; D=28,5 м	4 ед.
		-	-
		-	-
		-	-

Таблица 11 – Технические характеристики вспомогательного оборудования на Южной котельной

Наименование оборудования	Тип оборудования	Характеристика оборудования	Кол-во
Насосы питательные	ЦНСГ- 60 -198	198 м ³ /ч; 228 м вод.ст.; 55 кВт	1 ед.
	ЦНСГ-60-264	264 м ³ /ч; 304 м вод.ст.; 75 кВт	3 ед.
Насосы сетевые	СЭ 1250 x 140	1250 м ³ /ч; 140 м вод. ст.; 630 кВт	4 ед.
	КРНА-300/660 /40А-О19	1250 м ³ /ч; 140 м вод. ст.; 710 кВт	2 ед.
	ЗВ 200-2	450 м ³ /ч; 84 м вод.ст.; 160 кВт	2 ед.
Насосы подпиточные	К 90/85	90 м ³ /ч; 87 м вод.ст.; 37 кВт	2 ед.
	Д 200-90 (а)	200 м ³ /ч; 90 (74) м вод.ст.; 132 (90) кВт	2 ед.
Насосы аварийной подпитки	1Д 200-906 УХЛ	160 м ³ /ч; 62 м вод.ст.; 55 кВт	1 ед.
Насосы холодной воды	К 160/30 - УХЛ	160 м ³ /ч; 30 м вод.ст.; 30 кВт	2 ед.
Насосы рециркуляционные	СЭ 800-55	800 м ³ /ч; 55 м вод.ст.; 200 кВт	4 ед.
	НКУ - 630/80	630 м ³ /ч 80 м.в.ст.	1 ед.
	НКУ - 250	250 м ³ /ч; 32 м вод.ст.; 55 кВт	3 ед.
Аккумуляторные баки		отсутствуют	
Насосы топливные питательные	5 Н 5Х4	98 м ³ /ч; 320 м вод.ст.; 160 кВт	3 ед.
Насосы топливные рециркуляция	5НК-9Х1	70 м ³ /ч; 47 м вод.ст.; 20 кВт	1 ед.
	5НК-5Х1	90 м ³ /ч; 80 м вод.ст.; 55кВт	1 ед.
Насосы топливные погружные	12НА- 22Х6	150 м ³ /ч; 54 м вод.ст.; 32кВт	2 ед.
	12НА- 22Х6	150 м ³ /ч; 54 м вод.ст.; 40кВт	2 ед.
Дымососы	Д - 13,5	50 тыс.м ³ /ч; 160 мм вод.ст.; 40 кВт	3 ед.
	ДН - 22х2	250 тыс. м ³ /ч; 195 м.в.ст., 250 кВт	3 ед.
Вентиляторы	ВД - 10	23 тыс.м ³ /ч; 150 мм вод.ст.; 30 кВт	3 ед.
	ВДН - 18	150 тыс.м ³ /ч; 420 кг/м ² , 200 кВт	2 ед.
Деаэратор питательный	ДСА - 100	100 м ³ /ч	1 ед.
Деаэратор сетевой	ДСА - 75	75 м ³ /ч	1 ед.
	ДСА - 200	200 м ³ /ч	1 ед.
Подогреватели пароводяные	СП1,2,5 МВН 1437-06	S нагр= 62,3 м ² Pраб.= 16кгс/см ²	3 ед.
	СП3,4 05ОСТ 34-577-68	S нагр= 53,9 м ² Pраб.= 16кгс/см ³	2 ед.
Подогреватели водо-водяные		отсутствуют	
Дымовая труба (высота м)		100 м	1 ед.
		180 м	1 ед.
Аккумуляторные баки (диаметр)		отсутствуют	
Характеристика мазутного хозяйства, объём, диаметр резервуаров	Стальные вертикальные цилиндрические наземные	V=5000 м ³ ; D=22,79 м	3 ед.
		V=3000 м ³ ; D=18,98 м	1 ед.
		-	-
		-	-

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 штук) и водогрейные (3 штуки) 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/см², ко второй группе относятся 4 котлоагрегата с параметрами перегретого пара на 39 кгс/см².

Каждая группа котлоагрегатов работает самостоятельно по типовой схеме ТЭЦ с поперечными связями по острому пару и питательной воде. Группа котлов 21 кгс/см² 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/см² 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 12.

Таблица 12 – Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ»

Наименование параметра	Ед. измерения	Наименование источника		
		Мурманская ТЭЦ (котлотурбинный цех)	Южная котельная (котельный цех №1)	Восточная котельная (котельный цех №2)
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	286	461	390
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	286	461	390
Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Гкал/ч	32,60	33,137	38,496
Объем потребления тепловой энергии на собственные нужды	%	11,4%	7,2%	9,87%
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	253,40	427,86	351,50
Присоединенная нагрузка	Гкал/ч	284,21	304,96	167,45

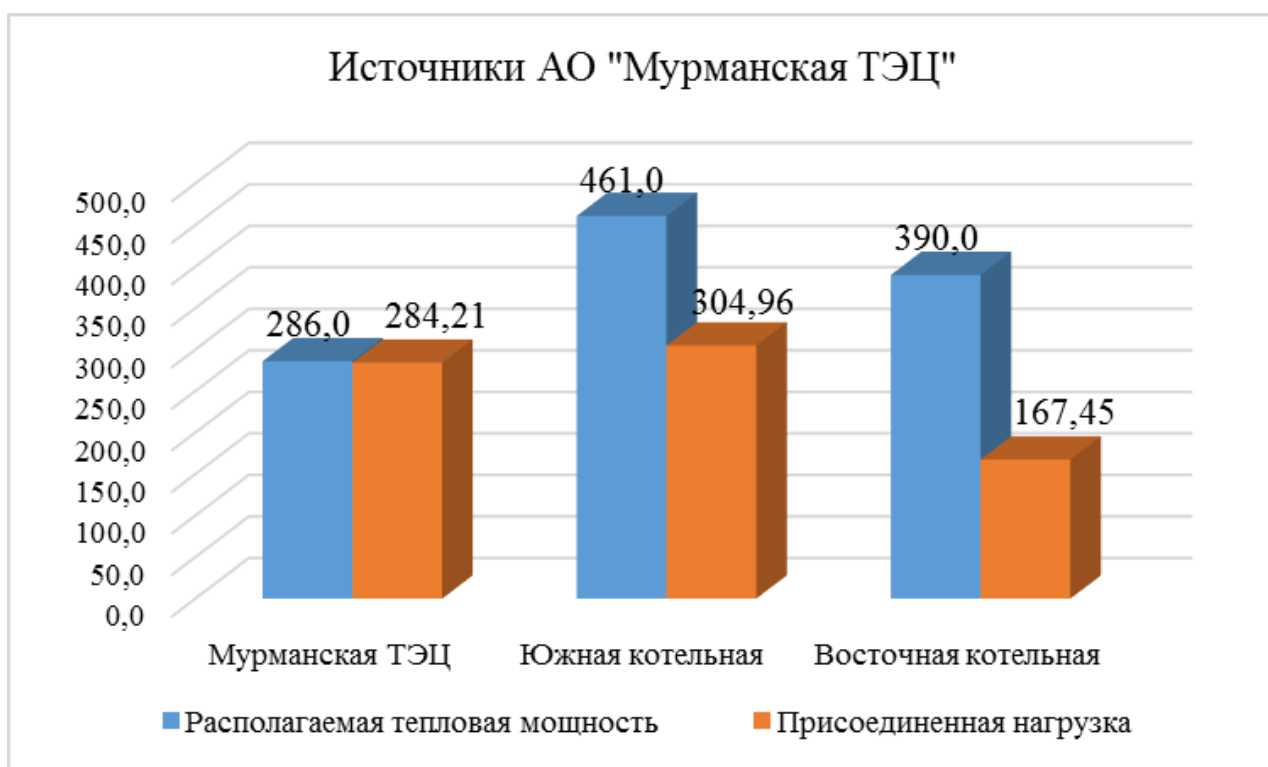


Рисунок 5. Характеристика мощности теплоисточников АО «Мурманская ТЭЦ»

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 12. 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 12.

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 13.

Таблица 13 – 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	2017 год	2017 год, проведение экспертизы промышленной безопасности (далее ЭПБ)
Паровой котел ст. №2, ТП - 30 Р	2252	24	01.12.1957 г.	9,5	21	28,8	2019 год	2018 год, проведение экспертизы ПБ
Паровой котел ст. №3, ТП - 30 Р	1453	6719	01.02.1954 г.	9,5	21	28,8	2018 год	2017 год, проведение экспертизы ПБ
Паровой котел ст. №4, ТП - 35 У	9711	162	01.01.1960 г.	10,5	39	54,0	2019 год	2019 год, проведение экспертизы ПБ
Паровой котел ст. №5, БМ – 35Р	11801	410	01.11.1962 г.	11,2	39	54,0	2018 год	2019 год, проведение экспертизы ПБ
Паровой котел ст. №6, БМ – 35Р	11844	524	01.02.1963 г.	11,2	39	54,0	2018 год	2018 год, проведение экспертизы ПБ
Паровой котел ст. №7, ГМ - 50	12621	634	01.08.1964 г.	19,5	39	55,0	2017 год	2017 год, проведение экспертизы ПБ
Водогрейный котел ст. №8, ПТВМ-50	13392	625	01.12.1965 г.	16,0	25,0	20,0	2018 год	2018 год, проведение экспертизы ПБ
Водогрейный котел ст. №9, ПТВМ-50	13393	626	01.03.1966 г.	16,0	25,0	20,0	2019 год	2019 год, проведение экспертизы ПБ
Водогрейный котел ст. №10, ПТВМ-100	16823	811	01.12.1970 г.	30,0	25,0	20,0	2019 год	2018 год, проведение экспертизы ПБ
Южная котельная (Котельный Цех № 1)								
Паровой котел ст. №1, ДКВр-20	17655	6959	01.06.1973 г.	10,5	13,0	16,3	2018 год	2015 год, проведение экспертизы ПБ
Паровой котел ст. №2, ДКВр-20	17654	6951	01.06.1973 г.	10,5	13,0	16,3	2018 год	2018 год, проведение экспертизы ПБ
Паровой котел ст. №3, ДКВр-20	17663	585	01.09.1973 г.	10,5	13,0	16,3	2019 год	2018 год, проведение экспертизы ПБ

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. №4, ПТВМ-100	17673	2307	01.01.1974 г.	30,0	16,0	20,0	2016 год	2016 год, проведение экспертизы ПБ
Водогрейный котел ст. №5, ПТВМ-100	17690	2326	01.09.1974 г.	30,0	16,0	20,0	2018 год	2018 год, проведение экспертизы ПБ
Водогрейный котел ст. №6, ПТВМ-100	19699	2528	01.12.1975 г.	30,0	16,0	20,0	2019 год	2019 год, проведение экспертизы ПБ
Водогрейный котел ст. №7, КВГМ-100	24429	8585	01.09.1992 г.	30,0	16,0	20,0	2018 год	2019 год, проведение экспертизы ПБ
Водогрейный котел ст. №8, КВГМ-100	24461	9301	01.12.1994 г.	30,0	16,0	20,0	2018 год	2015 год, проведение экспертизы ПБ
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	2017 год	2017 год, проведение экспертизы ПБ
Паровой котел ст. №2, ГМ-50-14/250	24000	3819	01.04.1983 г.	25,0	16,0	20,0	2018 год	2015 год, проведение экспертизы ПБ
Паровой котел ст. №3, ГМ-50-14/250	24094	4304	01.12.1985 г.	25,0	16,0	20,0	2016 год	2019 год, проведение экспертизы ПБ
Водогрейный котел ст. №4, КВГМ-100	24018	4870	01.12.1983 г.	30,0	16,0	20,0	2018 год	2018 год, проведение экспертизы ПБ
Водогрейный котел ст. №5, КВГМ-100	24074	5359	01.09.1984 г.	30,0	16,0	20,0	2018 год	2018 год, проведение экспертизы ПБ безопасности
Водогрейный котел ст. №6, КВГМ-100	24112	6876	01.12.1986 г.	30,0	16,0	20,0	2017 год	2017 год, проведение экспертизы ПБ

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 2887 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 14.

Таблица 14 – 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	Паспорт насосной станции отдан проектной организации.	4АМН-315S-4УS3
		ПКН-2	200Д90		4АМН-315S-4УS3
		ПКН-3	200Д90		4АМН-315S-4УS3
		ПКН-4	200Д90		4АМН-315S-4УS3
		ПКН-5	200Д90		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-ПУ3
		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 - 150–70°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 15.

Таблица 15 – Нарботка основного оборудования АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019-2020 гг.

Источник	Котел	Нарботка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год		
2019																	
Мурманская ТЭЦ	ТП 30 Р №1	наработка, ч	370	672	688	574	409	189	219	208	525	0	462	543	4859		
		пуск, шт	гор.сост.	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2
			хол.сост.	1	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	1	0	5
	ТП 30 У №2	наработка, ч	266	0	138	720	744	577	62	56	0	567	720	744	4594		
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	
			хол.сост.	3	0	4	0	0	1	1	1	0	1	0	0	11	
	ТП 30 Р №3	наработка, ч	643	603	540	147	336	312	13	305	11	181	0	202	3293		
		пуск, шт	гор.сост.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
			хол.сост.	1	1	1	0	1	1	0	2	1	0	0	1	9	
	ТП - 35 У №4	наработка, ч	744	457	271	502	194	0	0	0	0	367	569	185	148	3437	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	
			хол.сост.	0	0	2	1	0	0	0	0	3	1	0	3	10	
	БМ 35 №5	наработка, ч	35	569	665	562	157	237	179	83	517	0	391	488	3883		
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
хол.сост.			1	1	1	1	1	0	0	1	1	0	2	1	10		
БМ 35 №6	наработка, ч	351	364	288	377	648	0	0	0	0	292	297	589	3206			
	пуск, шт	гор.сост.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		хол.сост.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	9		
ГМ 50 №7	наработка, ч	744	554	591	0	0	0	0	0	100	613	577	528	3707			
	пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1		
		хол.сост.	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	5		
ПТВМ -50 №8	наработка, ч	98	406	443	672	596	226	4	8	326	454	242	350	3825			
ПТВМ -50 №9	наработка, ч	0	0	0	0	148	0	0	0	23	0	0	229	400			
ПТВМ - 100 №10	наработка, ч	647	269	326	49	36	0	0	0	0	302	484	269	2382			

Источник	Котел	Наработка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год	
Южная котельная	ДКВР 20-13-250 №1	наработка, ч	735	240	617	720	358	68	0	176	504	109	96	589	4212	
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			гор.сост.	0	1	1	0	0	1	0	1	1	1	1	0	7
	ДКВР 20-13-250 №2	наработка, ч	289	500	440	305	329	0	0	88	0	77	0	0	2028	
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			гор.сост.	2	2	2	2	1	0	0	1	0	1	0	0	11
	ДКВР 20-13-250 №3	наработка, ч	179	431	148	0	81	415	526	298	216	585	720	173	3772	
		пуск, шт	хол.сост.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
			гор.сост.	1	0	1	0	1	0	1	2	0	2	0	1	9
	ПТВМ - 100 №4	наработка, ч	332	98	96	128	336	226	268	304	167	227	0	137	2319	
ПТВМ - 100 №5	наработка, ч	31	407	432	467	293	0	226	267	184	507	367	181	3362		
ПТВМ - 100 №6	наработка, ч	381	514	223	451	0	0	0	0	448	428	720	651	3816		
КВГМ - 100 №7	наработка, ч	203	184	202	139	116	0	0	0	0	0	0	117	961		
КВГМ - 100 №8	наработка, ч	542	260	542	256	637	233	0	0	113	327	379	407	3696		
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	0	0	0	0	2	0	0	0	1	0	0	3
			хол.сост.	1	3	1	3	0	1	2	1	2	3	3	0	20
	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	1	0	0	0	1
			хол.сост.	1	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	2	7
	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	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
			хол.сост.	0	3	2	2	0	1	0	0	0	0	0	2	10
	КВГМ -100 №4	наработка, ч	0	372	479	720	120	0	0	0	0	0	33	744	2468	
КВГМ -100 №5	наработка, ч	153	0	265	0	0	0	0	0	118	603	255	0	1394		
КВГМ -100 №6	наработка, ч	591	300	0	0	624	241	0	0	352	141	433	0	2682		

Источник	Котел	Наработка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год		
2020																	
Мурманская ГЭЦ	ТП 30 Р №1	наработка, ч	79	465	210	0	0	313	602	585	444	631	720	744	4793		
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
			хол.сост.	1	1	1	0	0	1	1	1	1	0	1	0	0	7
	ТП 30 У №2	наработка, ч	744	207	571	720	737	368	95	0	0	0	0	344	343	4129	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2
			хол.сост.	0	1	2	0	1	1	1	1	0	0	0	1	1	8
	ТП 30 Р №3	наработка, ч	659	608	487	657	661	46	240	97	720	481	374	401	5431		
		пуск, шт	гор.сост.	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	
			хол.сост.	2	1	1	1	1	1	1	2	0	1	0	2	13	
	ТП - 35 У №4	наработка, ч	650	696	324	547	672	0	0	0	0	50	600	720	744	5003	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
			хол.сост.	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0
	БМ 35 №5	наработка, ч	630	696	744	559	315	0	0	0	0	317	362	699	245	4567	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
хол.сост.			1	0	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	6	
БМ 35 №6	наработка, ч	644	591	715	329	0	0	0	0	0	119	525	142	650	3715		
	пуск, шт	гор.сост.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		хол.сост.	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1	1	5	
ГМ 50 №7	наработка, ч	315	24	0	52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	391		
	пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		хол.сост.	2	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	
ПТВМ -50 №8	наработка, ч	501	349	401	308	173	81	0	0	297	172	144	226	2652			
ПТВМ -50 №9	наработка, ч	414	276	744	559	494	0	0	0	335	577	576	187	4162			
ПТВМ - 100 №10	наработка, ч	152	233	0	0	0	0	0	0	0	0	0	493	878			

Источник	Котел	Наработка	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год	
Южная котельная	ДКВР 20-13-250 №1	наработка, ч	264	208	285	244	657	0	0	340	0	92	112	349	2551	
		пуск, шт	хол.сост.	1	0	1	2	0	0	0	1	0	1	0	1	7
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ДКВР 20-13-250 №2	наработка, ч	171	1	312	0	0	369	457	158	376	202	554	0	2600	
		пуск, шт	хол.сост.	1	1	1	0	0	1	0	1	0	2	1	0	8
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ДКВР 20-13-250 №3	наработка, ч	480	601	589	477	109	189	12	23	345	550	55	744	4174	
		пуск, шт	хол.сост.	0	1	1	0	1	0	1	1	1	1	1	0	8
			гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ПТВМ - 100 №4	наработка, ч	0	0	0	0	96	0	0	0	0	692	553	609	1950	
ПТВМ - 100 №5	наработка, ч	245	240	203	223	307	203	167	325	0	195	0	0	2108		
ПТВМ - 100 №6	наработка, ч	552	528	600	501	342	352	235	169	178	447	504	269	4677		
КВГМ - 100 №7	наработка, ч	636	602	529	547	521	0	0	21	216	156	386	201	3815		
КВГМ - 100 №8	наработка, ч	109	95	158	175	88	0	0	0	332	0	0	453	1410		
Восточная котельная	ГМ 50-14/250 №1	наработка, ч	0	0	0	0	0	136	142	198	529	709	720	150	2584	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	2
			хол.сост.	0	0	0	0	0	2	0	2	1	1	0	1	7
	ГМ 50-14/250 №2	наработка, ч	243	34	744	159	709	94	51	196	0	0	0	0	2230	
		пуск, шт	гор.сост.	0	0	0	1	2	0	1	1	0	0	0	0	5
			хол.сост.	2	1	0	2	2	0	3	3	0	0	0	0	13
	ГМ 50-14/250 №3	наработка, ч	499	584	4	274	0	332	0	0	0	0	0	517	2210	
		пуск, шт	гор.сост.	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
			хол.сост.	2	2	1	2	0	2	0	0	0	0	0	1	10
	КВГМ -100 №4	наработка, ч	229	62	359	328	265	0	0	0	557	704	408	523	3435	
КВГМ -100 №5	наработка, ч	306	0	57	245	0	0	0	0	0	0	0	229	837		
КВГМ -100 №6	наработка, ч	205	634	325	151	443	0	0	0	75	40	311	0	2184		

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 16.

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 16 – 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 проверки	Дата следующей проверки
Приборы тепловой энергии							
1	КУ	Мурманская ТЭЦ (луч 1)	теплосчетчик логика 8961	961y4130563	2013	20.07.2017	19.07.2021
2	КУ	Мурманская ТЭЦ (луч 2)	теплосчетчик логика 961К	961y3m130415	2005	20.07.2017	19.07.2021
3	КУ	Южная котельная (1 и 2 луч)	Система измерительная тепловой энергии АО «Мурманская ТЭЦ» (на базе логика 8961)	23991С	2015	18.08.2017	17.08.2021
4	КУ	Восточная котельная (1 и 2 луч)	теплосчётчик логика 961К	961y41140242	2014	28.07.2020	27.07.2024
5	КУ	Восточная котельная (ТО ТБО)	теплосчетчик логика 8961	961в5130562	2013	20.07.2017	19.07.2021

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 2015-2020 гг. представлен в таблице 17.

Таблица 17 – 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 заливку 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

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».

Установленная мощность котельной «Северная» составляет 367,7 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 7,38 Гкал/ч и обеспечивают тепловой энергией потребителей района Росляково.

В конце 2019 года была введена в эксплуатацию котельная «Фестивальная», установленной мощностью 9 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), которая работает только в межотопительный период и обеспечивает тепловой энергии лишь объекты перинатального центра, поэтому далее в настоящей схеме данный источник 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 18.

Таблица 18 – 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 топлива	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 °С со срезк. на 130 °С	105/70 °С со срезк. на 95 °С	110/70 °С со срезк. на 95 °С	82/59 °С	71/63 °С	115/70 °С

*на 4 (четырёх) 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 5073 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 44 лет.

Котельная «Северная» работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 150/70 °С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 130 °С (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 20 °С).

Система теплоснабжения – двухтрубная, открытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 190,06 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Северная»

приведены в таблицах 19- 20.

Таблица 19 – 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	86,67
2	ПТВМ-30	1965	30	80	150	86,97
3	ПТВМ-30	1964	30	80	150	86,63
4	ПТВМ-30	1965	30	80	150	86,66

Таблица 20 – Характеристика паровых котлов котельной «Северная»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, т/час	Параметры пара		КПД котла
				давление кг/см ²	температура, °С	
1	ДКВР 25/13	1965	25	13	187	86,33
2	ДКВР 25/13	1966	25	13	187	86,83
3	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	86,8
4	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	86,5
5	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	86,43
6	ГМ-50-14/250	1970	50	14	250	89,2
7	ГМ-50-14/250	1971	50	14	250	88,67
8	ГМ-50-14/250	1972	50	14	250	89,16
9	ГМ-50-14/250	1973	50	14	250	89,2
10	ГМ-50-14/250	1975	50	14	250	89,07
11	ГМ-50-14/250	1976	50	14	250	89,17

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Северная» приведены в таблицах 21 -22.

Таблица 21 – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Северная»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
Котловые насосы				
1	ЦНС 150/23	4	150	160-200
2	ЦНСГ 60	4	60	75-90
Сетевые насосы				
1	СЭ 1250-140-11	4	1250	630
2	14 СД-9	1	1200	320
Циркуляционные насосы				
1	НКУ -250	2	250	40

Таблица 22 – 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 23 - 24.

Таблица 23. – Структура и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Северная»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
Питательные насосы				
1	Тип 5Н5х4	3	90	160
2	Тип 4Н5х4	2	36	75
Рециркуляционные насосы				
1	(МРН) Тип 5Н5-5х1	2	90	75
2	(НХРМ) Тип К -90/85	2	90	55

Таблица 24. – 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	ФГО (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 °С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 95 °С (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 21 °С).

Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 27,694 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Роста» приведены в таблицах 25 - 26.

Таблица 25. – 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 26. – Характеристика паровых котлов котельной «Роста»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, т/час	Параметры пара		КПД котла
				давление кг/см ²	температура, °С	
1	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	87,03
2	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	87,1

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Роста» приведены в таблицах 27 -28.

Таблица 27. – Структура и характеристика насосного оборудования котельной «Роста»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
Котловые насосы				
1	ЦНСГ 60-231	3	60	75
2	ЦНСГ 50-231	1	60	55
Сетевые насосы				
1	Д -1250	3	1250	630

Таблица 28. – 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	-
Деаэраторы			
1	ДСА 100 (сетевые)	2	100
2	ДСА 100 (питательные)	2	100

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 29 - 30.

Таблица 29. – Состав и характеристика оборудования мазутонасосной котельной «Роста»

№ п/п	Тип	Количество	Объем 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)	2	60

Таблица 30. – 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	3	10	28
Рециркуляционные насосы				
1	4 НК 5х1	1	45	13
2	5 НК 2х1	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 около 40 лет.

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

Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей составляет 3,769 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной «Абрам-Мыс» приведены в таблице 31.

Таблица 31. – Характеристика паровых котлов котельной «Абрам-Мыс»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, т/час	Параметры пара		КПД котла
				давление кг/см ²	температура С	
1	ДКВР 10/13	1981	10	13	187	83,63
2	ДКВР 25/13р	1980	25	13	187	83,13
3	ДКВР10/13	1980	10	13	187	83,63

Состав и характеристика вспомогательного оборудования котельной «Абрам-Мыс» приведены в таблицах 32 - 33.

Таблица 32. – 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
Сетевые насосы				
1	Д 250/50	2	250	55
Подпиточные насосы				
1	ЗК6	2	45	17

Таблица 33. – 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

Состав и характеристика оборудования мазутонасосной приведены в таблицах 34 -35.

Таблица 34. – 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	2	6
Фильтры для очистки мазута			
1	ФГО (ФМ-10-60-5)	2	60
2	ФГО (ФМ-40-30-40)	2	30

Таблица 35. – Состав и характеристика насосного оборудования мазутонасосной котельной «Абрам-Мыс»

№ п/п	Марка насоса	Количество	Производительность, т/ч	Мощность, кВт
1	A13B4/25	3	6,4	7,5
Рециркуляционные насосы МРН				
1	К 45/55	2	45	15

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 (с учетом потерь в тепловых сетях) составляет 19,844 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного и вспомогательного оборудования котельной ТЦ «Росляково -1» приведены в таблицах 36 и 37.

Таблица 36. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково -1»

Ст. №	Тип котла	Марка котла	Расчетный расход топлива, кг/час	Расчетный КПД, %	Экономайзер	Вентилятор	Дымосос	Горелка
1	паровой	ДЕ 25-14 ГМ	1670	91,3	ЭБ1-808И	ВДН 11,2 1500 мин ⁻¹	ДН 12,5 1500 мин ⁻¹	ГМП-16
2	паровой	ДЕ 25-14 ГМ			ЭБ1-808И	ВДН 11,2 1500 мин ⁻¹	ДН 12,5 1500 мин ⁻¹	ГМП-16
5	паровой	ДЕ 25-14 ГМ	1670	91,3	ЭБ1-808И	ВДН 11,2 1500 мин ⁻¹	ДН 12,5 1500 мин ⁻¹	ГМП-16

Ст. №	Тип котла	Марка котла	Расчетный расход топлива, кг/час	Расчетный КПД, %	Экономайзер	Вентилятор	Дымосос	Горелка
3	паровой	ДКВР 10-13	1045	86,0	ЭБ1-330И	ВДН 10 1000 мин ⁻¹	ДН 11,2 1000 мин ⁻¹	ГМГ-5М
4	паровой	ДКВР 10-13			ЭБ1-330И	ВДН 10 1000 мин ⁻¹	ДН 11,2 1000 мин ⁻¹	ГМГ-5М

Таблица 37. – 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	ЗМСГ 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	4	45	18,5
Циркуляционные насосы				
1	НКУ-250	4	250	45
Дымососы, вентиляторы				
1	ДН-12,5; ВДН-11,2;	2	-	75 45
2	ДН-11,2; ВДН-10;	4	-	75 45
Подогреватели сетевой воды				
1	ПП-1-21-2-П	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	ЗВН 6,3-25	3	6,3	15; 7,5
2	ЗВ16/25	1	16	18,5
3	НМШ-8-25-6,3/2,5	4	6,3	3
4	РЗ-60	2	60	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 2,195 Гкал/ч. Состав и характеристика основного и насосного оборудования котельной ТЦ «Росляково Южное» приведены в таблицах 38 – 39.

Таблица 38. – Основное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, МВт	Параметры пара		КПД котла (мазут)
				давление кг/см ²	температура С	
1	НИИСТУ5 пар №1	н/д	0,54	5	157	80
2	НИИСТУ5 пар №2	н/д	0,54	5	157	80
3	НИИСТУ5 пар №3	н/д	0,54	5	157	80
4	КВТ 1/95 вод №1	01.1998 г	1,0	Водогрейный		82
5	КВТ 1/95 вод №2	01.1998 г	1,0	Водогрейный		82
6	КВр 1/95 вод №3	01.1998 г	1,1	Водогрейный		82
7	СТН-0,8 вод №4	01.1998 г	0,8	Водогрейный		83
8	СТН-0,8 вод №5	01.1998 г	0,8	Водогрейный		83
9	СТН-0,8 вод №6	01.1998 г	0,6	Водогрейный		83
10	СТН-0,8 вод №7	01.1998 г	0,6	Водогрейный		83

Таблица 39. – Насосное оборудование котельной ТЦ «Росляково Южное»

№	Наименование оборудования	Марка	Марка электродвигателя	Характеристика
1	Вентилятор парового котла №8,9,10	ВЦ14-46-2	-	Р – 5,5 кВт n-1430 об/мин
2	Вентилятор водогрейного котла № 1,2,3,4,5,6,7	СТВ КТВ-1/95		
3	Подогреватель ГВС № 1,2	ПП2-17,2-0,7-2	-	
4	Подогреватель ГВС № 3,4	ПП2-17-7-II	-	
5	Сетевой насос №1	К-290/30	5А200М4	Р - 37кВт n - 1470 об/мин
6	Сетевой насос №2	К-290/30	5А200М4	Р - 37 кВт n - 1470 об/мин

№	Наименование оборудования	Марка	Марка электродвигателя	Характеристика
7	Питательный насос №1	К-1,5К-6	-	Р - 5,5 кВт п - 2850 об/мин
8	Насос ГВС № 1	КМ - 80/50-200	АИР160S2Ж	Р - 15 кВт п-2940 об/мин
9	Насос ГВС № 2	КМ - 80/50-200	АИР160S2Ж	Р - 15 кВт п-2940 об/мин
10	Насос ГВС № 3	К-55/45	-	-

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 3,451 Гкал/ч.

Состав и характеристика основного оборудования котельной приведены в таблице 40 - 41.

Таблица 40. - Основное оборудование котельной «Фестивальная»

№ п/п	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Производительность, Гкал/ч	Температура		КПД котла (мазут)
				Перед котлом, °С	После котла, °С	
1	ТТ-100-01	2020	3	80	150	92,3
2	ТТ-100-01	2020	3	80	150	91,1
3	ТТ-100-01	2020	3	80	150	90,8

Таблица 41. – 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		2020
2	IL 100/220-5,5/4	1	97	12		2020
3	IL 100/220-5,5/4	1	97	12		2020
Сетевые насосы						
1	IL 100/220--5,5/4	1	134	40	5,5	2020
2	IL 100/220--5,5/4	1	134	40	5,5	2020
3	IL 100/220--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		2020
2	Helix V1006-1/16/E/S400-50	1	5,1	50		2020
Циркуляционные насосы						
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	HHN№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 "ЭНТРОПОС" V=1,0 м3	1	1	2020	Расходный
Насосно-подогревательный блок "HotBox" производство OILON					
1	НВ-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	ФЖУ-40/1,6	2	-	2020	
2	ФЖУ 100/1,6	1	-	2020	
3	Фильтр дисковый с ручной промывкой	1	-	2020	
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 01.01.2021 г.) представлены в таблице 42.

Таблица 42 – Характеристика мощности теплоисточников АО «МЭС»

Наименование параметра	Ед. измерения	Наименование источника					
		Котельная «Северная»	Котельная «Роста»	Котельная «Абрам-Мыс»	Котельная ТЦ «Росляково - 1»	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Котельная «Фестивальная»
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	367,7	60	24,18	53,2	7,38	9
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	341,19	55,16	21,89	47,88	6,64	9
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	26,51	4,84	2,29	5,32	0,74	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	15,33	2,64	0,42	1,23	0,09	0,08
Нагрузка на собственные нужды	%	7,19%	8,11%	9,50%	5,55%	3,67%	2,16%
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	325,86	52,94	21,52	46,06	7,23	8,46

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 42. 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 в таблице 43.

Собственные нужды на Котельной «Северная», котельной «Роста», котельной «Абрам-Мыс» составляют 7,2 %, 8,1 % и 9,5 % 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 43 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «МЭС» за 2020 год

№ п/п	Адрес или наименование котельной	Производство тепловой энергии, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
1	Котельная «Северная»	587 956,0	46 256,0	545 708,0	мазут М-100	95 432,24
2	Котельная «Роста»	101 584,0	8 238,0	93 346,0	мазут М-100	15 560,26
3	Котельная «Абрам-Мыс»	14 048,0	1 348,0	12 713,0	мазут М-100	2 796,78
4	Котельная ТЦ «Росляково -1»	85 102,0	4 720,0	80 382,0	мазут М-100	14 027,73
5	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	8 218,0	302,0	7 916,0	уголь	3 038,50
6	Котельная «Фестивальная»	10894,0	314,0	10580,0	мазут	1749,1
ИТОГО		807 802,0	57 157,0	750 645,0	-	132604,63

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 44.

Таблица 44 – 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 освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
				перед котлом	после котла			
Котельная "Северная"								
Водогрейные котлы								
0	ПТВМ-30	1969	30	80	150	88,37	н/д	н/д
1	ПТВМ-30	1965	30	80	150	88,53	н/д	н/д
2	ПТВМ-30	1964	30	80	150	88,4	н/д	н/д
3	ПТВМ-30	1965	30	80	150	88,53	н/д	н/д
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	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
				давление кг/см ²	температура °С			
4	ДКВР 25/13	1965	25	13	187	87,9	н/д	н/д
5	ДКВР 25/13	1966	25	13	187	88,67	н/д	н/д
6	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	88,7	н/д	н/д
7	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	88,7	н/д	н/д
8	ДКВР 25/13	1961	25	13	187	88,7	н/д	н/д
9	ГМ-50-14/250	1970	50	14	250	90,6	н/д	н/д
10	ГМ-50-14/250	1971	50	14	250	91,08	н/д	н/д
11	ГМ-50-14/250	1972	50	14	250	91,22	н/д	н/д
12	ГМ-50-14/250	1973	50	14	250	91,26	н/д	н/д
13	ГМ-50-14/250	1975	50	14	250	90,63	н/д	н/д
14	ГМ-50-14/250	1976	50	14	250	91,1	н/д	н/д
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	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
				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	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
				давление кг/см ²	температура С			
Паровые котлы								
1	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	90,15	н/д	н/д
2	ГМ-50-14/250	1978	50	14	250	90,1	н/д	н/д
Котельная «Абрам-Мыс»								
Паровые котлы								
1	ДКВР 10/13	1981	10	13	187	88,4	н/д	н/д
2	ДКВР 25/13р	1980	25	13	187	87,1	н/д	н/д
3	ДКВР10/13	1980	10	13	187	89,23	н/д	н/д
Котельная ТЦ «Росляково -1»								
Паровые котлы								
1	ДЕ-25/14-ГМ	н/д	25	14	194	88,3	н/д	н/д
2	ДЕ-25/14-ГМ	н/д	26,5	14	194	88,0	н/д	н/д
3	ДКВР 10-13	н/д	12,5	13	194	87,0	н/д	н/д
4	ДКВР 10-13	н/д	11,0	13	194	85,2	н/д	н/д
5	ДЕ-25/14-ГМ	н/д	25	14	194	87,3	н/д	н/д
Котельная ТЦ «Росляково Южное»								
Паровые котлы								
1	НИИСТУ5 пар №1	н/д	0,5	5	157	80	н/д	н/д
2	НИИСТУ5 пар №2	н/д	0,5	5	157	80	н/д	н/д
3	НИИСТУ5 пар №3	н/д	0,5	5	157	80	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	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
				перед котлом	после котла			
4	КВТ 1/95 вод №1	1996	1,0	-	-	82	н/д	н/д
5	КВТ 1/95 вод №2	1990	1,0	-	-	82	н/д	н/д
6	КВр 1/95 вод №3	01.1998 г	1,1	-	-	82	н/д	н/д
7	СТН-0,8 вод №4	1997	0,8	-	-	83	н/д	н/д
8	СТН-0,8 вод №5	1997	0,8	-	-	83	н/д	н/д
9	СТН-0,8 вод №6	1997	0,8	-	-	83	н/д	н/д
10	СТН-0,8 вод №7	1997	0,8	-	-	83	н/д	н/д

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 на 130 °С 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 2019 год не предоставлены, поэтому представлены сведения за предыдущие периоды эксплуатации.

Котельная «Северная»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 45 и рисунках 6 - 8.

Таблица 45 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Северная»

Месяц	ПТВМ-30				ДКВР-25/13р					ГМ-50-14/250					
	К-0	К-1	К-2	К-3	К-4	К-5	К-6	К-7	К-8	К-9	К-10	К-11	К-12	К-13	К-14
январь	186	42	--	--	15	14	16	59	11	744	638	494	744	646	250
февраль	220	26	--	--	62	66	71	48	200	318	586	577	350	672	498
март	213	--	--	--	38	18	10	21	10	736	590	264	495	691	744
апрель	--	--	--	--	151	129	189	161	83	488	537	--	114	606	718
май	--	--	--	--	210	128	60	37	24	131	613	--	--	634	--
июнь	--	--	--	--	30	81	96	124	--	--	250	--	--	--	--
июль	--	--	--	--	12	2	236	186	70	110	224	--	--	--	--
август	--	--	--	--	--	5	--	--	--	744	--	--	--	--	--
сентябрь	--	--	--	--	89	125	8	21	135	681	--	19	86	81	
октябрь	--	--	--	--	77	159	--	53	41	511	177	333	725	347	405
ноябрь	--	--	--	--	78	12	16	36	37	274	446	229	720	720	491
декабрь	57	--	--	--	6	--	45	19	66	514	268	744	744	407	505
Итого за год	676	68	--	--	768	739	747	765	670	5251	4729	2660	2978	4804	3611

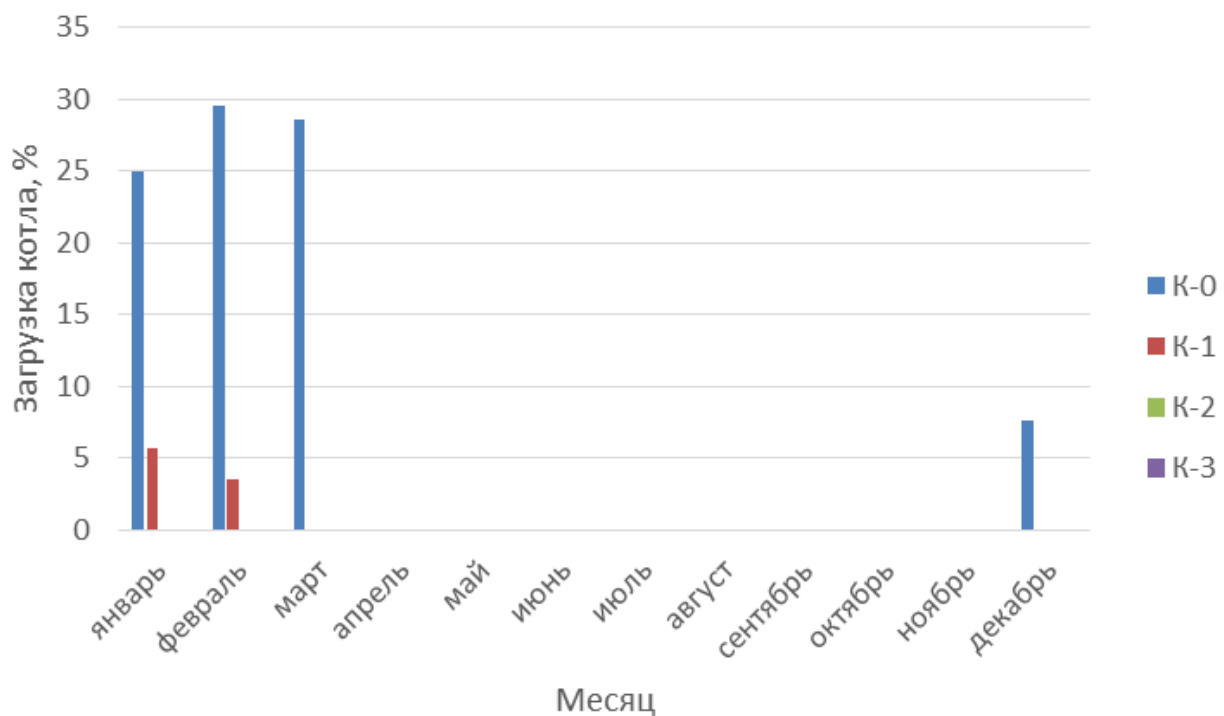


Рисунок 6. Среднегодовая загрузка котлов ПТВМ-30 Котельной «Северная»

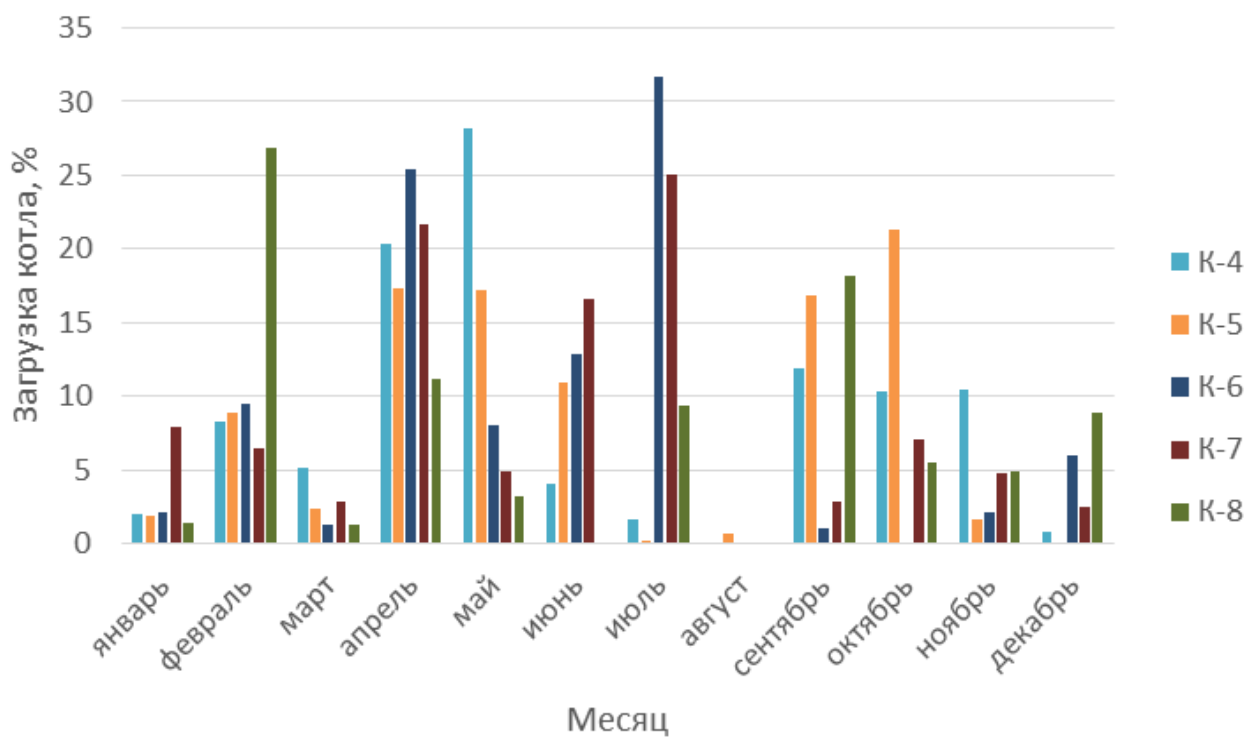


Рисунок 7. Среднегодовая загрузка котлов ДКВР-25/13р Котельной «Северная»

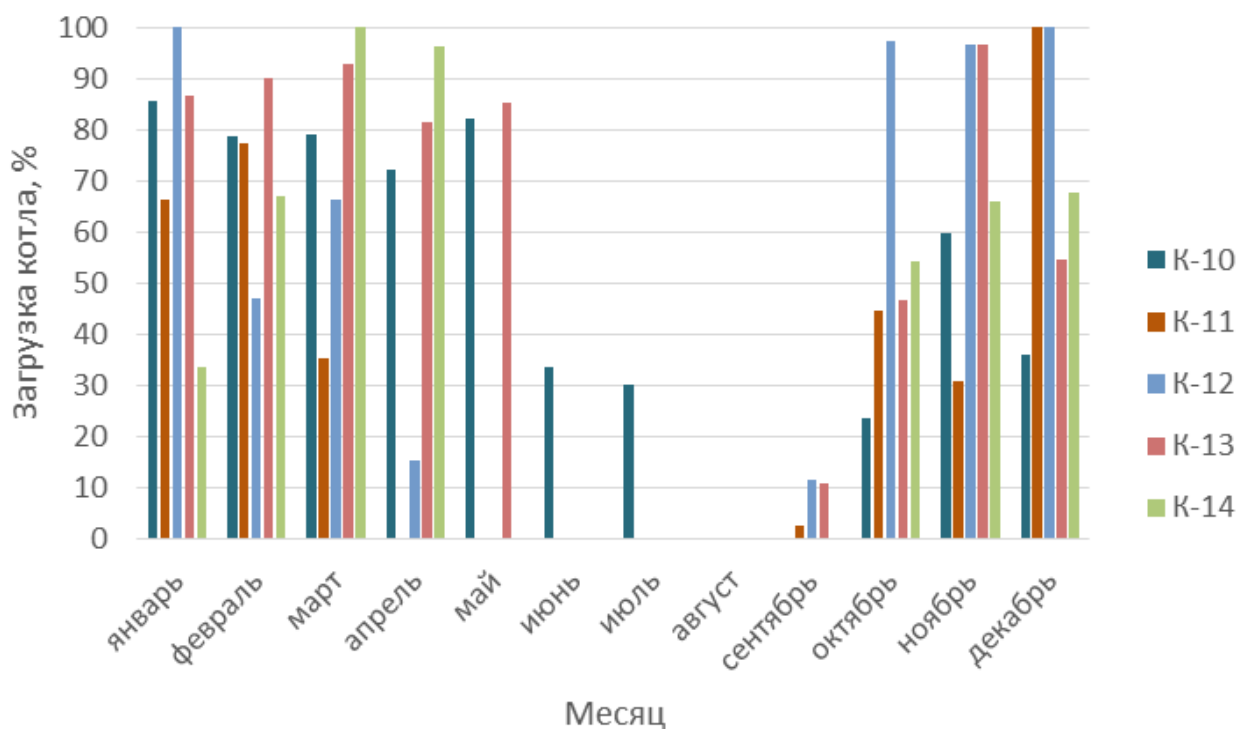


Рисунок 8. Среднегодовая загрузка котлов ГМ-50-14/250 котельной «Северная»

Суммарная наработка водогрейных котлов составила 744 часа, суммарная наработка паровых котлов составила 27722 часа. Наиболее загружены паровые котлы К-9, К-10, К-13.

Котельная «Роста»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 46 и рисунке 9.

Таблица 46 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста»

Месяц	ГМ-50-14/250		КВГМ-50	
	К-1 М	К-2 М	К-1 В	К-2 В
январь	230	516	--	--
февраль	404	270	--	--
март	133	612	--	--
апрель	295	433	--	--
май	744	--	--	--
июнь	84	637	--	--
июль	515	230	--	--
август	126	--	--	--
сентябрь	720	--	--	--
октябрь	584	164	--	--
ноябрь	297	434	--	--
декабрь	612	136	--	--
Итого за год	4744	3432	--	--

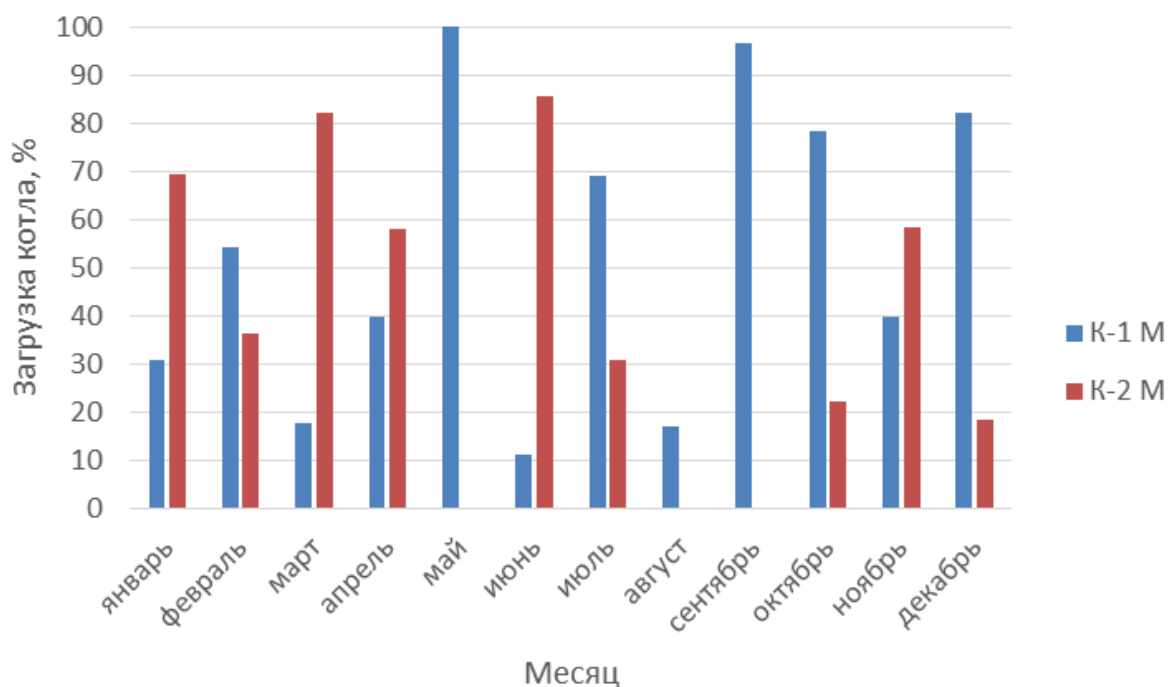


Рисунок 9. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Роста»

Суммарная наработка паровых котлов составила 8176 часов.

Котельная «Абрам-Мыс»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 47 и рисунке 10.

Таблица 47 – Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс»

Месяц	ДКВР-10/13	ДКВР-10(25)/13р	ДКВР-10/13
	К-1	К-2	К-3
январь	--	744	--
февраль	669	3	--
март	495		249
апрель	--	683	37
май	--	637	107
июнь	--	--	720
июль	--	--	528
август	--	--	609
сентябрь	685	--	35
октябрь	519	225	--
ноябрь	27	693	--
декабрь	--	744	--
Итого за год	2395	3729	2285

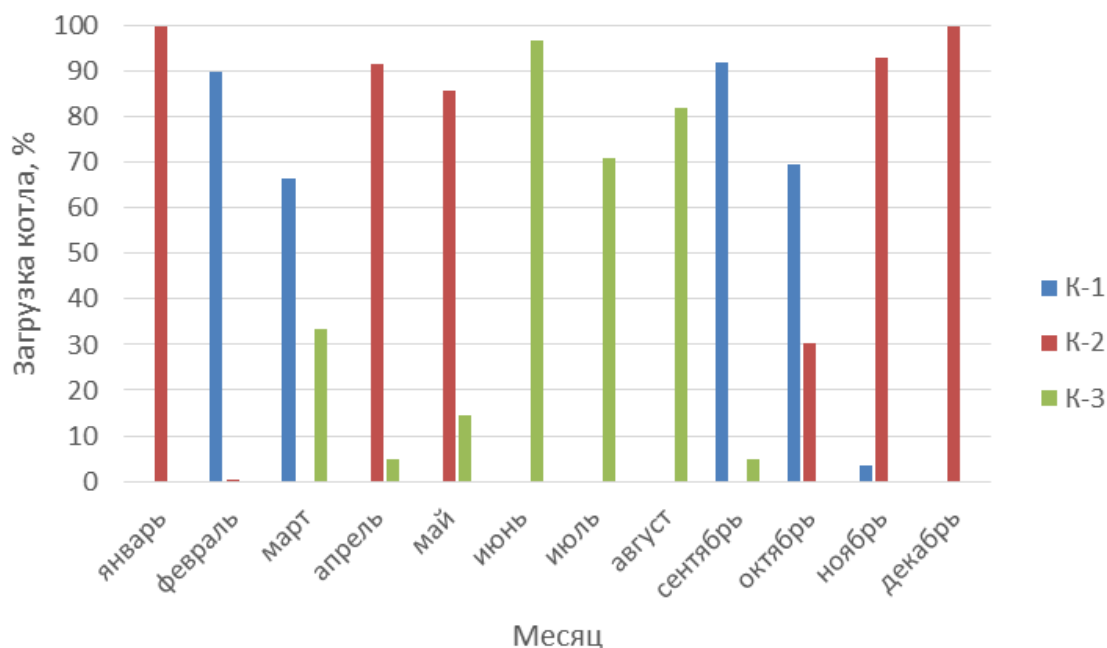


Рисунок 10. Среднегодовая загрузка котлов котельной «Абрам-Мыс»

Суммарная наработка паровых котлов составила 8176 часов. Наиболее загруженным в рассматриваемый период был котел К-2.

Котельная ТЦ «Росляково-1»

Среднегодовая загрузка котельного оборудования представлена в таблице 48.

Таблица 48 - Среднегодовая загрузка котлов котельной ТЦ «Росляково-1»

Месяц	Продолжительность работы котла, ч;					Количество растопок из горячего состояния в расчетном периоде, ед.				
	ДЕ-25/14 ст. №1	ДЕ-25/14 ст. №2	ДКВР 10/13 ст. №3	ДКВР 10/13 ст. №4	ДЕ-25/14 ст. №5	ДЕ-25/14 ст. №1	ДЕ-25/14 ст. №2	ДКВР 10/13 ст. №3	ДКВР 10/13 ст. №4	ДЕ-25/14 ст. №5
январь	20	188	744	0	536	1	2	0	0	2
февраль	295	64	409	0	445	4	1	2	0	1
март	418	149	315	367	177	0	1	3	1	1
апрель	500	55	700	13	157	1	1	1	1	0
май	96	563	311	94	0	1	1	2	0	0
июнь	0	0	331	0	0	0	0	1	0	0
июль	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
август	0	0	42	16	0	0	0	0	0	0
сентябрь	170	0	142	56	0	1	0	0	1	0
октябрь	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ноябрь	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
декабрь	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого за год	1500	1020	2994	546	1315	8	6	9	3	4

Суммарная наработка котлов за 2020 год составила 7375 часов, при этом наиболее загруженными являлись паровые котлы ДКВР 10/13 ст.3 и ДЕ-25/14 ст.1.

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

Анализ загрузки котельного оборудования ТЦ «Росляково Южное» проводился исходя из соотношения выданной тепловой мощности к установленной. Среднегодовая загрузка оборудования составила 18 %.

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 49 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Северная»

Тип прибора	Заводской номер	Место установки, измеряемый параметр
Тепловычислитель СПТ961.2	17709	ЦТЩ
Расходомер Ситранс 3100/060	Н122/Н301	Расход прямой сетевой воды
Датчик КТПТР-01	3623	Температура прямой сетевой воды
Датчик Метран-55	1120937	Давление прямой сетевой воды
Расходомер Ситранс 3100/060	Н122/Н082	Расход обратной сетевой воды
Датчик КТПТР-01	3623а	Температура обратной сетевой воды
Датчик Метран-55	1120938	Давление обратной сетевой воды
Расходомер Метран -300ПР	674456	Расход подпитки
Датчик ТПТ-1-3	1731	Температура подпитки
Датчик Метран-55	1120939	Давление подпитки
Датчик ТПТ-1-3	1408	Температура холодной воды
Датчик Метран-55	1120940	Давление холодной воды
Тепловычислитель ТЭКОН-19	6553	ЦТЩ
Расходомер «ЭМИС-Вихрь 200»	6935	ЦТП, Расход пара луч №2
Датчик ТПТ-1	190	ЦТП Температура пара луч № 1, 2
Датчик АИР-10Н	1161387	ЦТП Давление пара луч № 2
Расходомер КСД2-054	9067408	ЦТЩ Расход пара на БПК
Дифманометр ДМ3583М	12044	
КСМ2-070	903399	ЦТЩ Температура пара на БПК

Таблица 50 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Роста»

Тип прибора	Заводской номер	Место установки, измеряемый параметр
Теплосчетчик-регистратор ЭНКОНТ	1100	ЦТЩ
Расходомер УПР S200I	131-12	расход прямой сетевой воды -БУ-1
Расходомер УПР S200I	130-12	расход обратной сетевой воды - БУ-1
Расходомер УПР S050I	123-12	расход подпиточной воды -БУ-1
Датчик температуры КТС-Б	20080	температура прямой сетевой воды - БУ-1
Датчик температуры КТС-Б	20080	температура обратной сетевой воды - БУ-1
Датчик температуры КТСП-Н	43163	температура подпитки -БУ-1
Датчик температуры КТСП-Н	43163	температура холодной воды -ХВО
Датчик давления НТ-1,6	21234	давление прямой сетевой воды - БУ-1
Датчик давления НТ-1,6	21351	давление обратной сетевой воды - БУ-1
Датчик давления НТ-1,6	21184	давление подпиточной воды -БУ-1
Датчик давления НТ-1,0	19680	давление холодной воды - ХВО

Таблица 51 – Характеристики узлов учета тепловой энергии котельной «Абрам-Мыс»

Тип прибора	Заводской номер	Место установки, измеряемый параметр
Тепловычислитель СПТ961.2	20240	ЦТЩ ЦТП
Расходомер Метран-300ПР	3004884	Расход прямой сетевой воды на поселок
Датчик температуры ТПТ-1	1900	Температура прямой сетевой
Датчик давления Метран-55-ДИ	1051607	Давление прямой сетевой
Расходомер Метран-300ПР	3004885	Расход обратной сетевой воды на поселок
Датчик температуры ТПТ-1	1898	Температура обратной сетевой
Датчик давления Метран-55-ДИ	1051606	Давление обратной сетевой
Расходомер Метран-300ПР	3004886	Расход подпитки
Датчик температуры ТПТ-1	9119	Температура подпитки
Датчик давления Метран-55-ДИ	11051608	Давление подпитки

Таблица 52 – 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	-	ЦТЩ
Расходомер «Взлет» УРСВ, ЭР	-	Расход прямой сетевой воды на жилой район
Котельная ТЦ «Росляково Южное»		
Тепловычислитель СПТ961	-	ЦТЩ
Расходомер «Взлет» УРСВ, ЭР	-	Расход прямой сетевой воды на жилой район

1.2.2.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений оборудования на котельных, эксплуатируемых АО «МЭС», отсутствует.

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.

Производство тепловой энергии осуществляется на следующих источниках:

- котельная на угле;
- котельная на дизельном топливе.

Котельная на угле имеет установленную мощность 3,13 Гкал/ч, котельная на дизельном топливе – 2,06 Гкал/ч. Обе котельные снабжают 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 53 – Характеристика источников теплоснабжения МУП «МУК»

Название котельной	Угольная котельная	Дизельная котельная
Тип котельной	комбинированная	водогрейная
Основное топливо	уголь	дизельное топливо
Резервное топливо	нет	нет
Наличие и тип водоподготовки	ВПУ-3	УОЛСН-1
Наличие систем автоматизации	нет	есть
Наличие приборов учета топлива	нет	Есть (ППО 40-06СУ)
Режим работы	отопление и гвс	отопление и гвс
Температурный график	95/70	95/70

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

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

1.2.3.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На угольной котельной установлено 4 водогрейных и 2 паровых котла, срок эксплуатации которых не превышает 13 лет.

Угольная котельная работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 95/70 °С. 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.

На дизельной котельной установлено 3 водогрейных котла, срок эксплуатации которых составляет 15-16 лет.

Дизельная котельная работает круглогодично, температурный график отпуска тепловой энергии 95/70 °С. Система теплоснабжения – двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная (договорная) нагрузка потребителей (с учетом потерь в тепловых сетях) составляет 0,828064 Гкал/ч, в том числе:

– отопление – 0,72626 Гкал/ч;

– ГВС – 0,101804 Гкал/ч.

Характеристика основного оборудования котельных приведена в таблице 54.

Таблица 54 – 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, %
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			
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 (2шт.)	0,52		ЗАО "УСМР"	2008			
	КВр-0,8КБ	0,52		ООО ПК "Прогресс-Энерго"	2017			

Состав и характеристика вспомогательного оборудования угольной котельной приведены в таблице 55.

Таблица 55 – 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	-

Состав и характеристика вспомогательного оборудования дизельной котельной приведены в таблице 56.

Таблица 56 – 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

1.2.3.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «МУК» представлены в таблице 57.

Таблица 57 – Характеристика мощности котельных МУП «МУК»

Наименование параметра	Ед. измерения	Наименование источника	
		Угольная котельная	Дизельная котельная
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	3,13	2,06
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	3,13	2,06
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,018	0,008
Нагрузка на собственные нужды	%	1,9	0,9
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	3,11	2,05

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 57. В настоящее время, ограничения мощности на источниках 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 источников МУП «МУК» представлены в таблице 58.

Собственные нужды на угольной котельной и дизельной котельной составляют 1,9% и 0,9% соответственно. 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 58 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МУП «МУК» за 2020 год

№ п/п	Адрес или 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	Угольная котельная	4 207,616	79,943	4 127,673	Каменный уголь	1947,37
2	Дизельная котельная	3 022,645	27,199	2 995,446	Дизельное топливо	474,18

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 котельных 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:

Дизельная котельная и Угольная котельная работают 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;
- 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 котельных 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 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 - 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 59.

Таблица 59 - Загрузка основного оборудования угольной котельной

Период	Наработка (2020 г.), ч					
	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 (НИИСТУ 5М)
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						744
Август	24	24	24			744
Сентябрь	720				720	
Октябрь	744		360		360	384
Ноябрь	370	350	384		360	360
Декабрь	384		744			744
Итого:	5878	1 838	3 672	168	4 020	4 404
Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)						
2020	7	6	6	1	5	7

Суммарная наработка котлов составила 19980 часа. Наиболее загружен был котел КВр-0,8КБ.

Среднегодовая загрузка оборудования дизельной котельной приведена в таблице 60.

Таблица 60 - Загрузка основного оборудования дизельной котельной

Период	Наработка (2020 г.), ч		
	GTE 521	GTE 511 №1	GTE 511 №2
Январь	744	1	1
Февраль	696	1	1
Март	744	1	1
Апрель	720	1	1
Май	677		88
Июнь		1	400
Июль		1	744
Август	39	1	705
Сентябрь	616	1	80
Октябрь	744	1	1
Ноябрь	720	1	1
Декабрь	744	1	1
Итого:	6 444	11	2 024
Количество пусков из горячего состояния (при простое менее 12 часов)			
2020	10	0	5
Количество пусков из холодного состояния (при простое более 12 часов)			
2020	1	0	1

Суммарная наработка котлов составила 8479 часов. Наиболее загружен был котел GTE 521.

1.2.3.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учета отпуска тепловой энергии на источниках установлены узлы учета тепловой энергии.

На угольной котельной установлен УУТЭ на базе вычислителя СПТ-943.1.

На дизельной котельной установлен УУТЭ на базе вычислителя СПТ-943.

1.2.3.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

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

1.2.4.1. 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.

1.2.4.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На предприятии установлено 2 мусоросжигательных котла «СКД ДУКЛА» (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 61 и 62 соответственно.

Таблица 61 – Характеристика основного оборудования АО «Завод ТО ТБО»

Тип оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Паропрод-водительность, т/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	ТБО	220	10-12	ЧКД «Дукла», г. Прага	Не ограничено
Паровой мембранный котел с естественной циркуляцией для сжигания ТКО	1986	45	ТБО	220	10-12	ЧКД «Дукла», г. Прага	Не ограничено

Таблица 62 – 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 м ³ /ч
Вентилятор первичного воздуха	PBE-1600-5H-J1180-0	Q=18,2 м ³ /сек H=2700Па
Вентилятор вторичного воздуха	PBE BOOSH -п90	Q=5,55 м ³ /сек H= 9800Па
Насосы питательные	ЦНГС-60-231	60 м ³ /ч
Насосы питательные	ЦНГС-38-220	38 м ³ /ч

1.2.4.3. Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

На заводе установлены два котлоагрегата. Характеристика мощности предприятия приведены в таблице 63.

Таблица 63 – Характеристика мощности АО «Завод ТО ТБО»

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	54,0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	27,0
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	9,0
Нагрузка на собственные нужды	%	30,0
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	18,0

1.2.4.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности источника отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности источника представлены в таблице 63.

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 источников АО «Завод ТБО» представлены таблице 64.

Таблица 64 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «Завод ТБО» за 2019-2020 гг.

Год	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
2019	АО "Завод ТО ТБО»	113495	40545	72950	ТКО	14981,80
2020	АО "Завод ТО ТБО»	77639	19120	58519	ТКО	13003,59

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 АО «Завод ТБО» представлен в п.1.2.4.2.

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

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 паропроизводительностью 45 т/ч. Номинальное давление перегретого пара – 13 кгс/см², 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.

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

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

1.2.4.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка котлов АО «Завод ТО ТБО» приведена в таблице 65.

Таблица 65 – 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

1.2.4.10. 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».

1.2.4.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

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

1.2.4.12. 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.

1.2.4.13. 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 «ММТП»

1.2.5.1. 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 в здание Мурманского морского вокзала. Теплоснабжение жилищного фонда от данного источника не осуществляется. Котельная находится в долгосрочной аренде ФГУП «Росморпорт».

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

1.2.5.2. 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 минимум 65 °С и максимуме 86 °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.

Технические характеристики основного и вспомогательного оборудования приведены в таблицах 66 – 69.

Таблица 66 – 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, °С	КПД котлов, %
ДЕ 10/14	1	6,08/10	данные в ПКЭ	БиКЗ	2000*	мазут М-100	есть кожухотрубчатый	10/180	чугунный ЭБ2-236И.	167	90,3
ДКВР 10/13	1	6,08/10	данные в ПКЭ	БиКЗ	1987*	мазут М-100	есть кожухотрубчатый	10/180	чугунный ЭБ 1-330П	144	89,3
в/к «Гурботерм	1	2,322/-	данные в ПКЭ	РЭМЭКС	2003	мазут М-100	-	6/-	-	154	89,7

* В 2020 году выполнено эксперт. заключение, продление ресурса до 2024 года

Таблица 67 – 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 68 – 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 69 – Технические характеристики подогревателей мазута, установленных на котельной

Наименование агрегата	Производительность агрегата, м ³ /ч	Кол-во	Рабочие параметры на входе/выходе		Удельный расход теплоэнергии, Гкал/ м ³	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.	поплачковый фланцевый 1 шт.	35-40	Следы нефтепродуктов
Подогреватель мазута ПМ-2,3 МВН 25/32	Н.д.	2	25	130	Н.д.	Н.д.	поплачковый фланцевый 1 шт.	35-40	Следы нефтепродуктов

1.2.5.3. 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 70.

Таблица 70 – Характеристика мощности котельной АО «ММТП»

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина
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

1.2.5.4. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Сведения об ограничении тепловой мощности источника отсутствуют. Значение располагаемой тепловой мощности источника представлены в таблице 70.

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 источника АО «ММТП» представлены в таблице 71.

Таблица 71 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации АО «ММТП» за 2020 год

№ 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 АО «ММТП»	17864,41	1233,98	16630,43	мазут	2989,76

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 котельной АО «ММТП» 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)

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

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

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.

1.2.5.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка котлов АО «ММТП» приведена в таблице 72.

Таблица 72 – 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	552	192	0	1	1	-
Февраль	120	576	0	-	1	-
Март	0	744	0	-	-	-
Апрель	528	192	0	1	-	-
Май	456	24	264	1	1	1
Июнь	72	0	648	2	-	2
Июль	120	0	624	2	-	2
Август	744	0	744	-	-	-
Сентябрь	360	24	336	3	1	2
Октябрь	0	744	-	-	-	-
Ноябрь	696	24	-	2	-	1
Декабрь	744	0	-	-	-	-
Итого:	3840	2328	2616	12	4	8

1.2.5.10. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

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

Характеристики узлов учета тепловой энергии приведены в таблице ниже.

Таблица 73 – 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

1.2.5.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Статистика отказов и восстановлений оборудования на АО «ММТП» 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 «ММТП» 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. Жилищно-коммунальная служба №1 (г. Мурманск) филиала Федерального Государственного Бюджетного Учреждения «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации по ОСК Северного флота

1.2.6.1. Общее описание

Основной целью деятельности ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ 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.

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.

1.2.6.2. Структура основного и вспомогательного оборудования

На котельной №22, эксплуатируемой ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ, 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 однетрубная, после ЦТП (бойлерной) двухтрубная, закрытая. Суммарная подключенная нагрузка потребителей составляет 2,637 Гкал/ч.

Технические характеристики основного и вспомогательного оборудования приведены в таблицах 74 - 77.

Таблица 74 – 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 75 – 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 76 – 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 77 – 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

1.2.6.3. 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 пароснабжение объектов в/г и отопление и горячее водоснабжение населения двух жилых домов по улице Мохнаткина Пахта.».

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

Таблица 78 – Характеристика мощности котельной №22

Наименование параметра	Ед. измерения	Величина
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	14,3
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	10,4
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	-
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,33
Нагрузка на собственные нужды	%	9,7
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	10,07

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 78.

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 ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ представлены в таблице 79.

Таблица 79 – Выработка, отпуск тепловой энергии и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ за 2019 год

№ 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	20994,53	1790,58	19203,95	мазут	2601,2

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 №22 представлен в п.1.2.6.2.

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 №22 не предоставлена.

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

1.2.6.9. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка котлов ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ приведена в таблице 80.

Таблица 80 – 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	744	резерв
Апрель	720	резерв
Май	744	резерв
Июнь	192	резерв
Июль	0	резерв
Август	0	резерв
Сентябрь	364	резерв
Октябрь	744	резерв
Ноябрь	720	резерв
Декабрь	744	резерв
Итого:	6388	-

1.2.6.10. 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.

1.2.6.11. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказов оборудования на котельной № 22 ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ не зарегистрировано. Ремонтные работы проводятся ежегодно.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источника тепловой энергии ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ 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.

1.3. 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».

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 №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ.

1.3.1.1. АО «Мурманская ТЭЦ»

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «Мурманская ТЭЦ» (в т.ч. тепловые сети г. Кола) - 53,458 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 11 и в таблице 81.

Таблица 81 – 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	3026
Ду 250	2594
Ду 300	3873
Ду 350	150
Ду 400	3316
Ду 500	5021
Ду 600	443

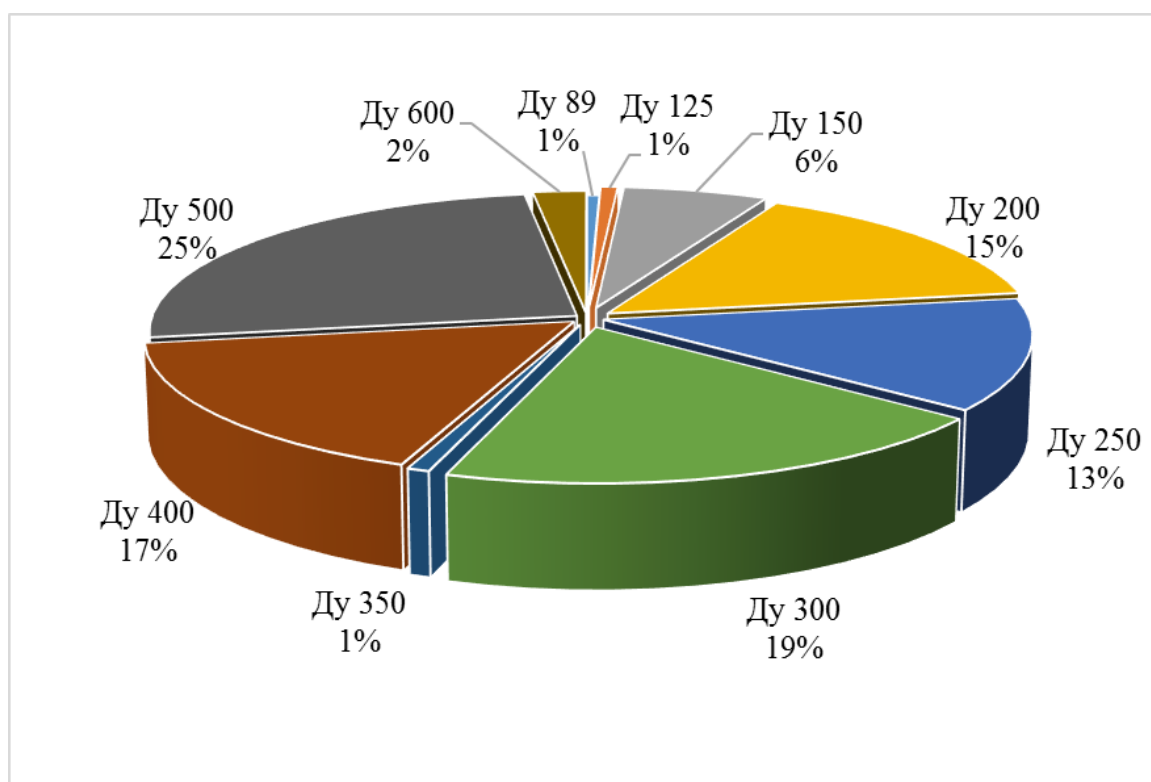


Рисунок 11. Структура тепловых сетей Мурманской ТЭЦ

Южная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей от Южной котельной (в т.ч. т/с на г.Кола) составляет 21997,1 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 800 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 503 мм. Тепловая энергия от Южной котельной передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Южной котельной представлена на рисунке 12 и в таблице 82.

Таблица 82 – Структура тепловых сетей Южной котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 100	32
Ду 150	610
Ду 200	338
Ду 250	2186
Ду 300	2791
Ду 350	683
Ду 400	2039
Ду 450	431
Ду 500	4366
Ду 600	4941
Ду 700	782
Ду 800	2065

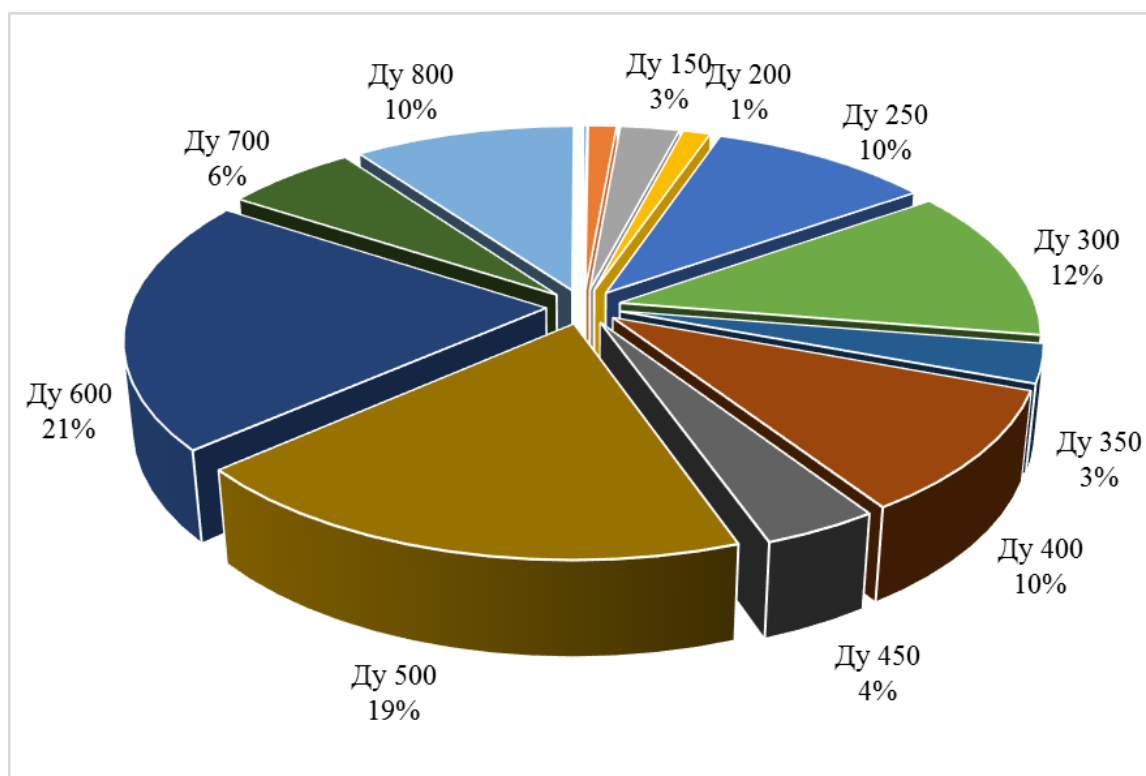


Рисунок 12. Структура тепловых сетей Южной котельной

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 530 мм. Тепловая энергия от Восточной котельной передается в горячей воде.

Структура тепловых сетей Восточной котельной представлена на рисунке 13 и в таблице 83.

Таблица 83 – 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	4198

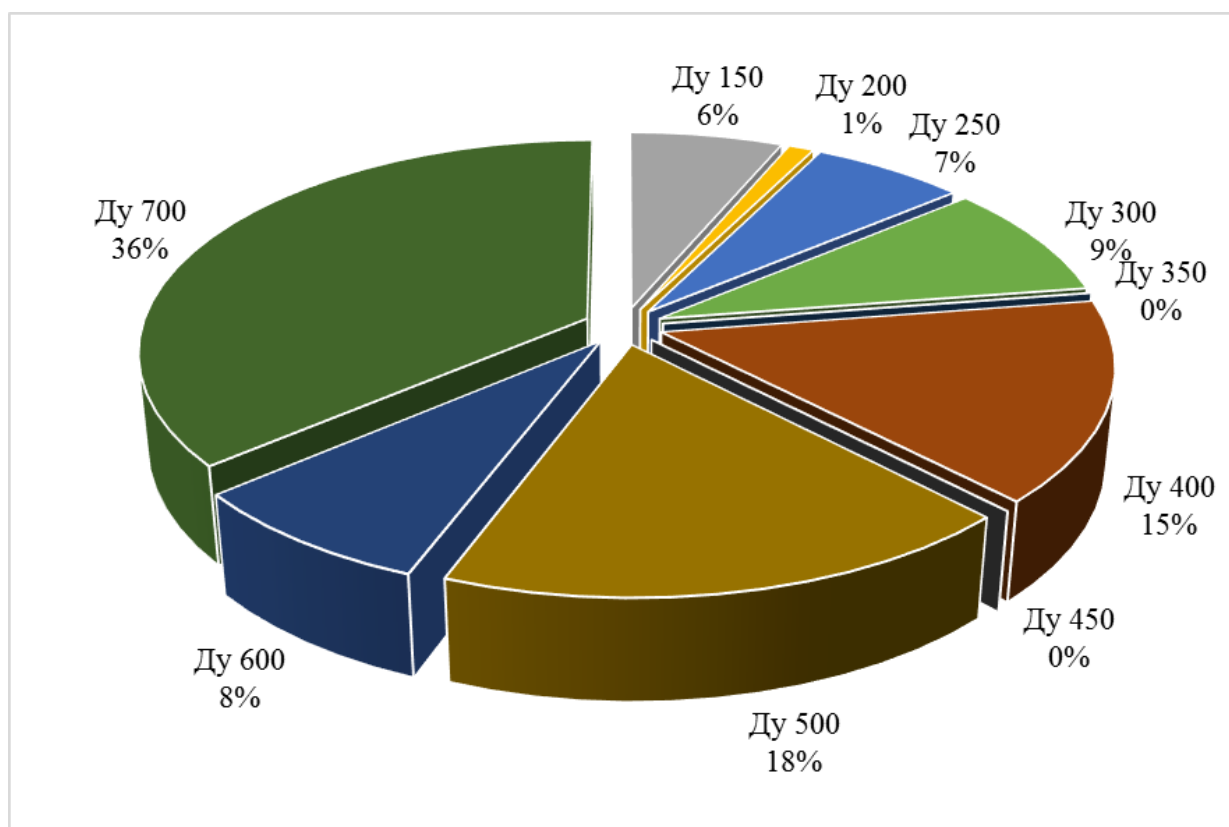


Рисунок 13 – Структура тепловых сетей Восточной котельной

1.3.1.2. АО «МЭС»

АО «МЭС» занимается эксплуатацией магистральных и внутриквартальных тепловых сетей.

Котельная «Северная»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Северная» составляет 60359,97 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 800 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 228 мм. Тепловая энергия от котельной «Северная» передается как в горячей воде, так и в паре.

Структура водяных тепловых сетей котельной «Северная» представлена на рисунке 14 и в таблице 84.

Таблица 84 – Структура тепловых сетей котельной «Северная»

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 25	41,52
Ду 40	299
Ду 50	2438,65
Ду 65	2407,9
Ду 80	4484,5
Ду 100	7949,25
Ду 125	5091,55
Ду 150	7793,05
Ду 200	7647,2
Ду 250	6000,75
Ду 300	5987,85
Ду 350	2009,3
Ду 400	4007,7
Ду 500	1724,4
Ду 700	145,1
Ду 800	635,55

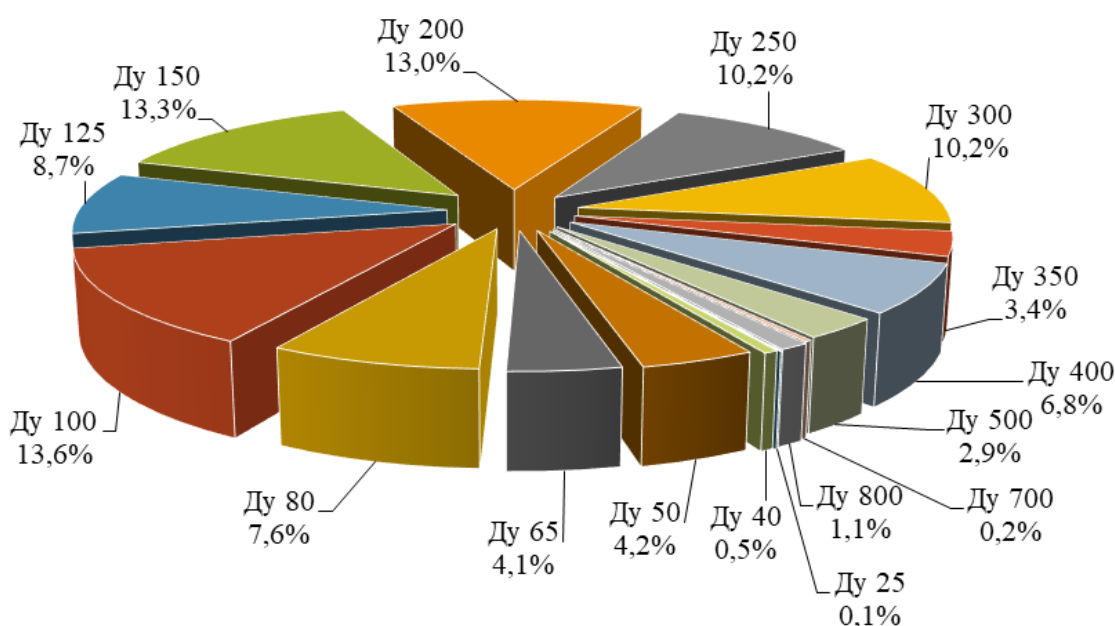


Рисунок 14 – Структура тепловых сетей от котельной «Северная»

Котельная «Роста»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Роста» составляет 10402,7 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 500 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 219 мм.

Структура тепловых сетей котельной «Роста» представлена на рисунке 15 и в таблице 85.

Таблица 85 – 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	819,35
Ду 65	272,1
Ду 80	573,65
Ду 100	1842,25
Ду 125	815,9
Ду 150	1151,7
Ду 200	1858,6
Ду 250	256,4
Ду 300	268,3
Ду 350	262,4
Ду 400	901
Ду 500	1134,3

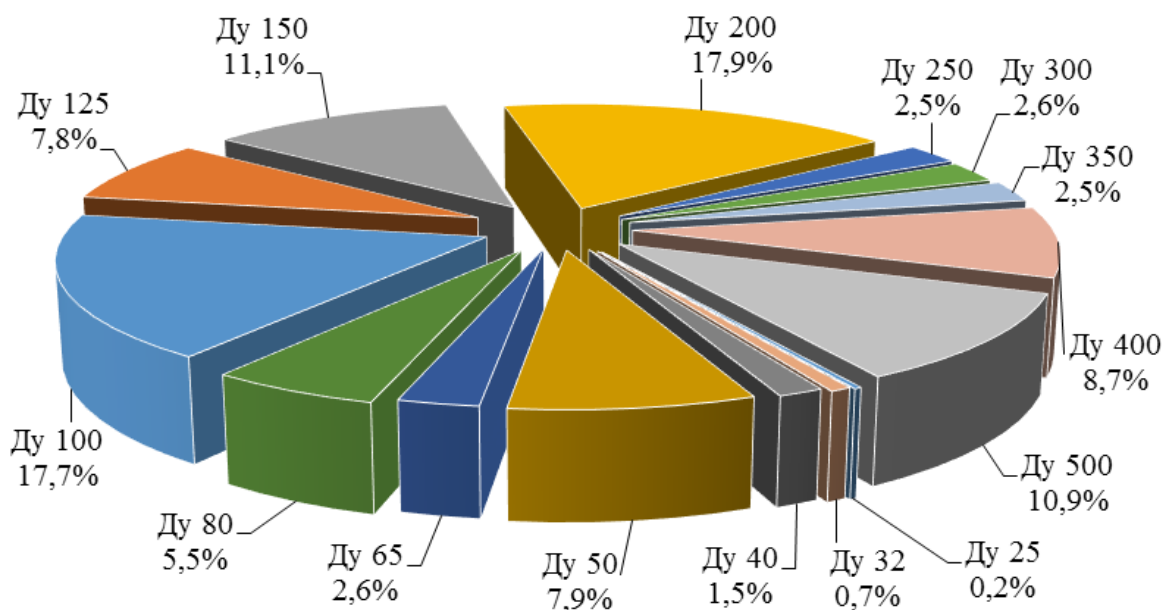


Рисунок 15 – Структура тепловых сетей котельной «Роста»

Котельная «Абрам-Мыс»

Суммарная протяженность тепловых сетей от котельной «Абрам-Мыс» составляет 2209,65 в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 200 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 110 мм.

Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс» представлена на рисунке 16 и в таблице 86.

Таблица 86 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 50	133,2
Ду 65	174,9
Ду 80	153,9
Ду 100	253,45
Ду 125	24,35
Ду 150	603,8
Ду 200	866,05

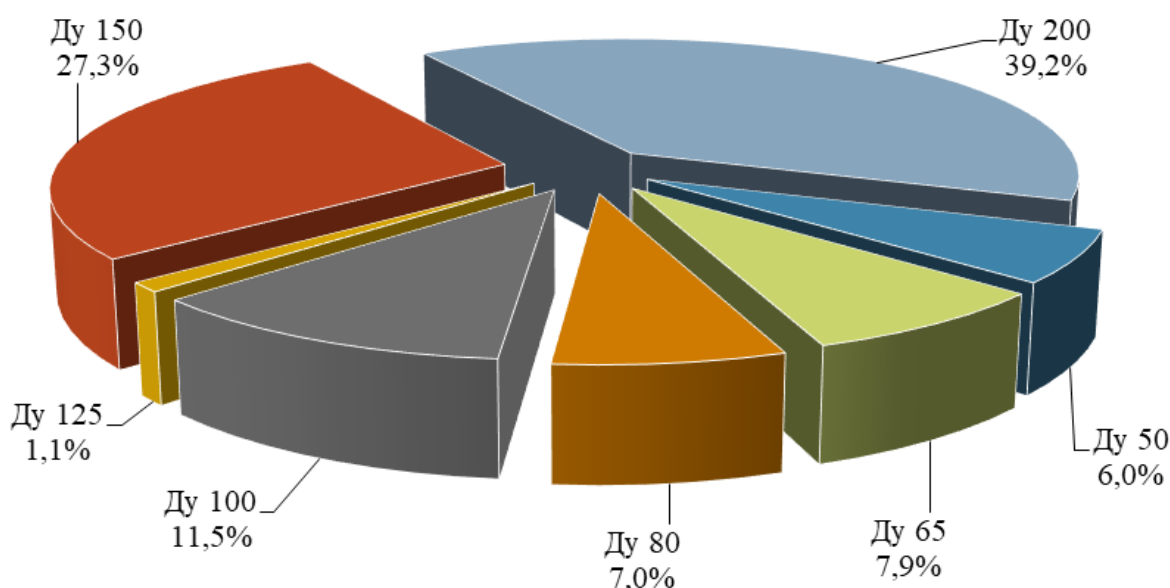


Рисунок 16 – Структура тепловых сетей котельной «Абрам-Мыс»

Котельная ТЦ «Росляково-1»

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

- отопление – 14664,0 м;
- ГВС – 6261 м;
- сети абонентов – 1119,8 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 17 и в таблице 87.

Таблица 87 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1»

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

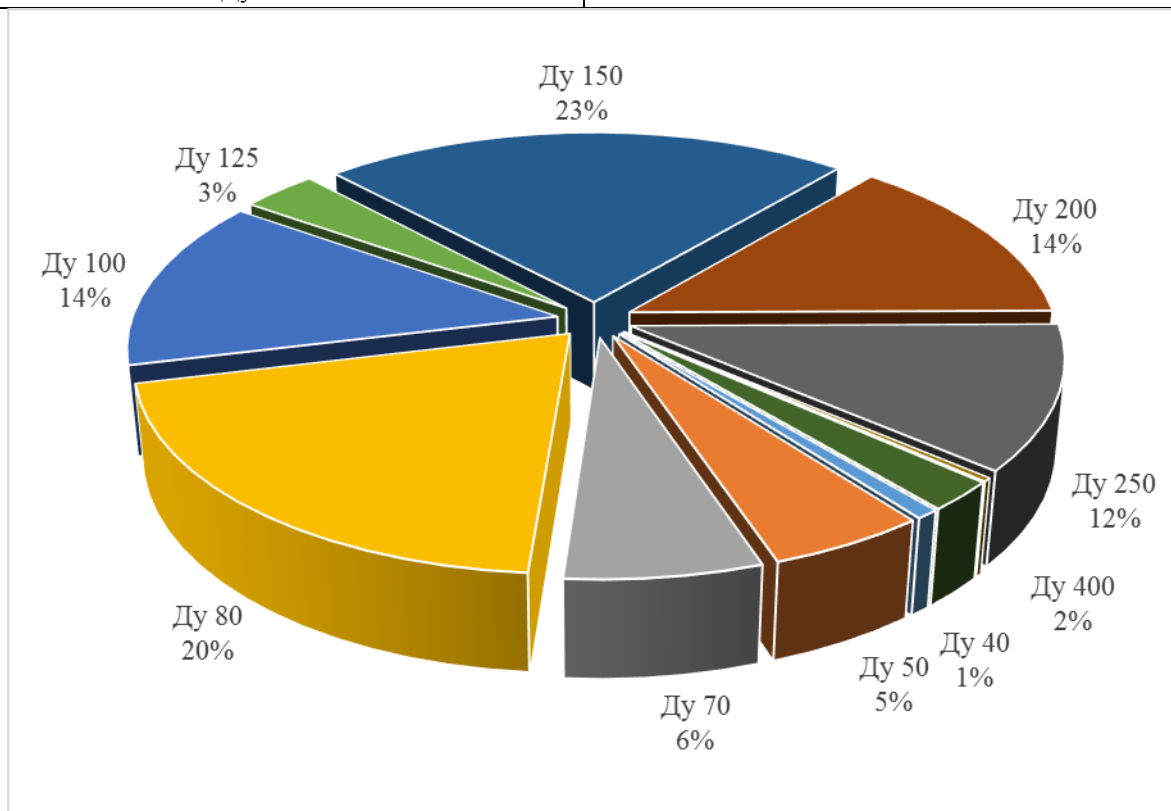


Рисунок 17 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково-1»

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 18 и в таблице 88.

Таблица 88 – Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное»

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 70	191
Ду 89	361
Ду 100	349
Ду 125	13
Ду 150	460
Ду 200	310

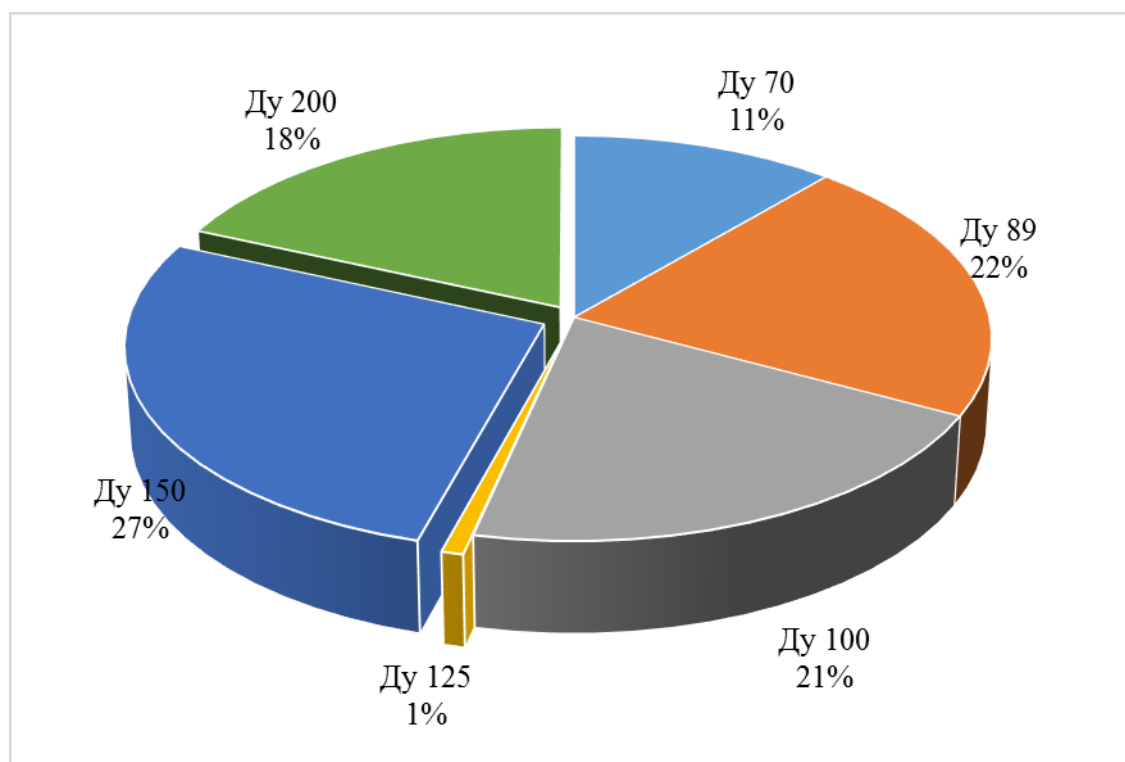


Рисунок 18 - Структура тепловых сетей котельной ТЦ «Росляково Южное»

Котельная «Фестивальная»

Протяженность тепловых сетей от котельной «Фестивальная» составляет 2439,5 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 219 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 110 мм. Прокладка сетей – надземная, в подвалах.

Структура тепловых сетей котельной «Фестивальная» представлена на рисунке 19 и в таблице 89.

Таблица 89 – Структура тепловых сетей котельной «Фестивальная»

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 25	15,5
Ду 30	57,75
Ду 40	387,85
Ду 50	290,5
Ду 70	519,85
Ду 89	84,9
Ду 100	445,1
Ду 125	6,2
Ду 150	108,3
Ду 200	523,55

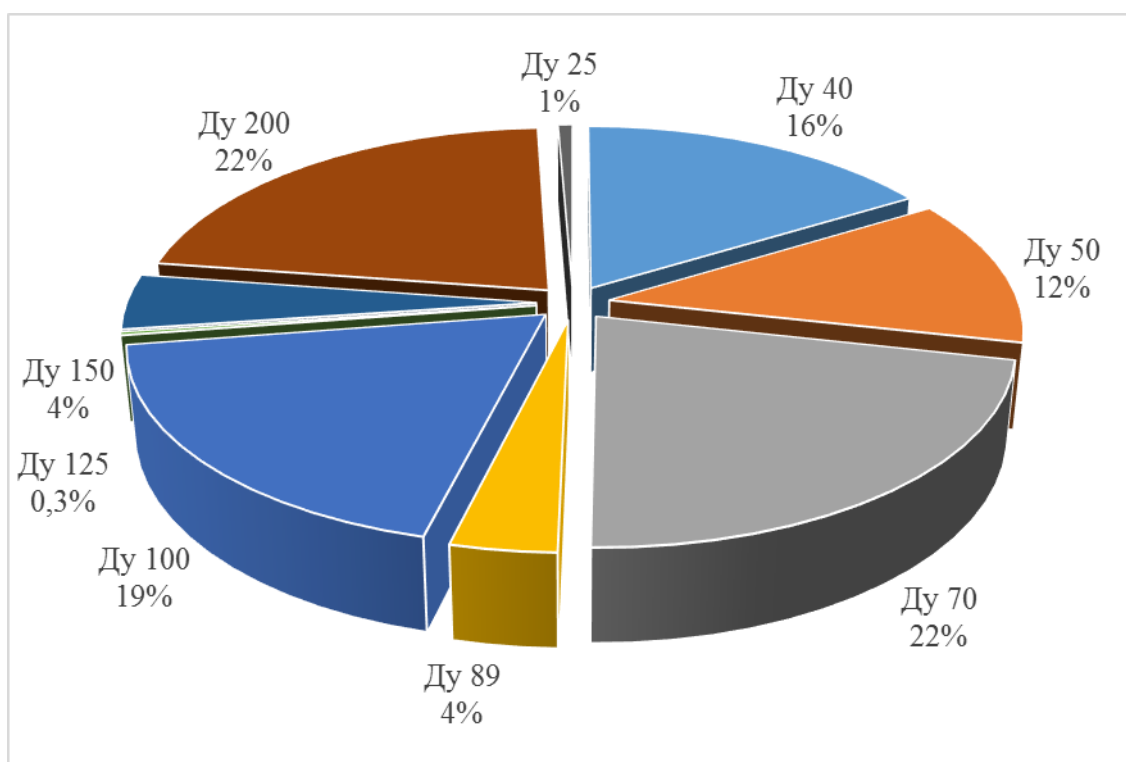


Рисунок 19 – Структура тепловых сетей от котельной «Фестивальная»

Мурманская ТЭЦ

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ составляет 56179,4 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 400 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 110 мм.

Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ представлена на рисунке 20 и в таблице 90.

Таблица 90 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 25	18,6
Ду 32	774,9
Ду 40	1470,55
Ду 50	7934,3
Ду 70	3905,8
Ду 80	7571,3
Ду 100	13216,7
Ду 125	3929,15
Ду 150	8915,05
Ду 200	5531,95
Ду 250	2129,9
Ду 300	396,9
Ду 400	384,3

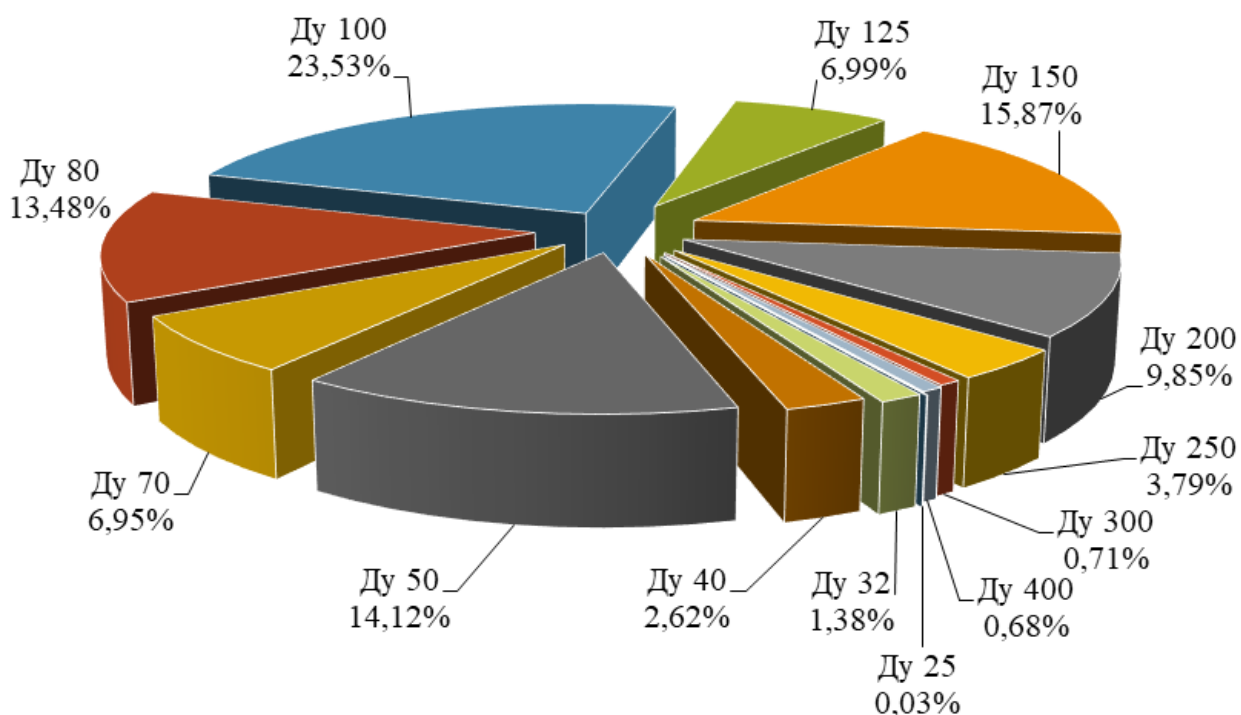


Рисунок 20 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Мурманской ТЭЦ

Восточная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной составляет 43669,7 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 300 мм, средневзвешенный диаметр тепловой сети 118 мм.

Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной представлена на рисунке 21 и в таблице 91.

Таблица 91 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубно́м исчислении, м
Ду 25	246,7
Ду 32	57,9
Ду 40	980
Ду 50	2695,4
Ду 70	4041,1
Ду 80	4250,6
Ду 100	7487,5
Ду 125	4818,6
Ду 150	7765,5
Ду 200	5460,1
Ду 250	4167,4
Ду 300	1698,9

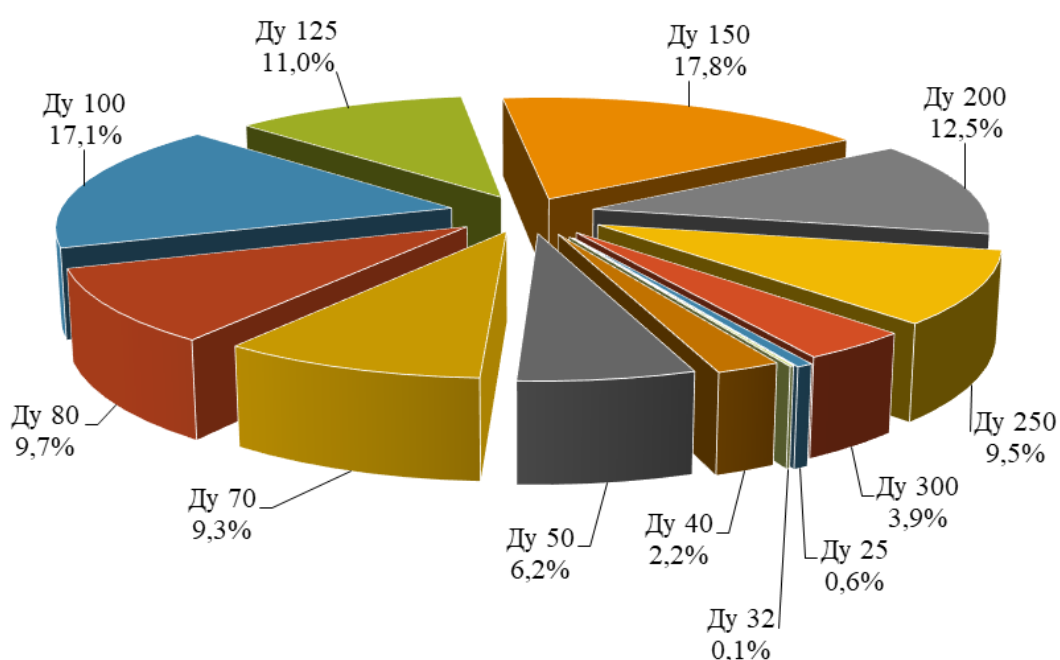


Рисунок 21 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Восточной котельной

Южная котельная

Суммарная протяженность тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной составляет 49214 м в двухтрубном исчислении. Максимальный диаметр тепловой сети составляет 400 мм, средний диаметр тепловой сети 156 мм.

Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной представлена на рисунке 22 и в таблице 92.

Таблица 92 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной

Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, м
Ду 32	393,9
Ду 40	438,3
Ду 50	1655
Ду 70	1695,4
Ду 80	4135,35
Ду 100	7085,75
Ду 125	4634,9
Ду 150	12778,8
Ду 200	12169,25
Ду 250	3029,35
Ду 300	793
Ду 350	66,75
Ду 400	249,05

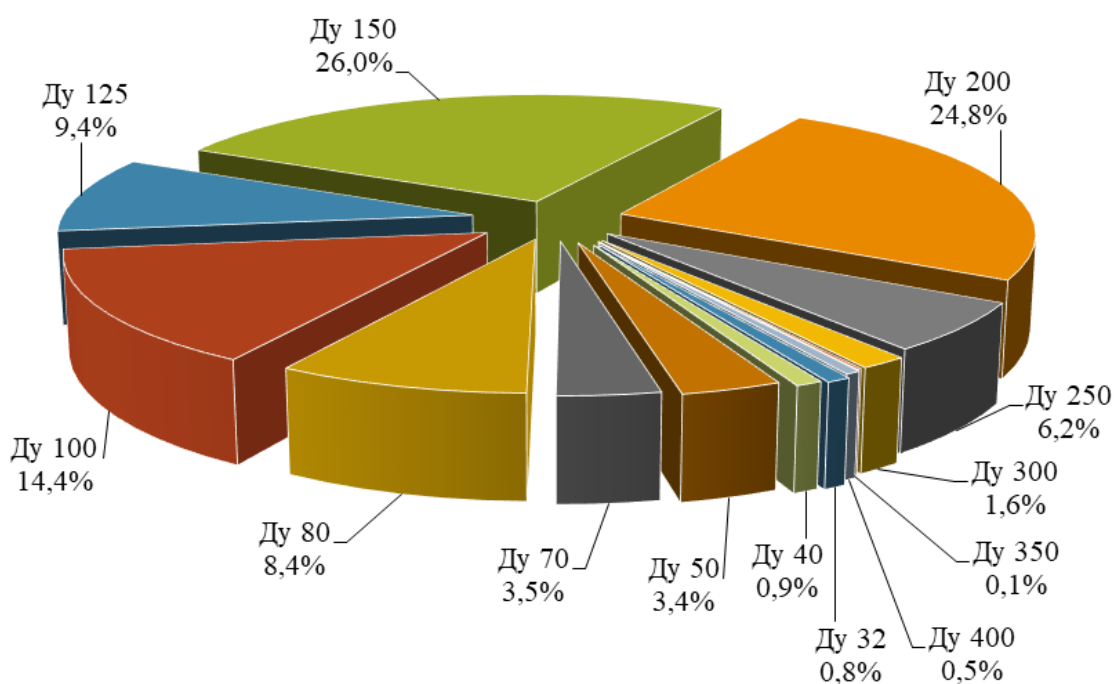


Рисунок 22 – Структура тепловых сетей АО «МЭС» от Южной котельной

1.3.1.3. МУП «МУК»

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

1.3.1.4. АО «Завод ТО ТБО»

Часть тепловой энергии, образующаяся при сжигании ТБО, в виде острого пара, передается 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.

1.3.1.5. 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 93 и на рисунке 23.

Таблица 93 – 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
Ду 200	894,45	0	0	894,45
Ду 250	159,7	0	0	159,7
Ду 300	1459,15	0	0	1459,15

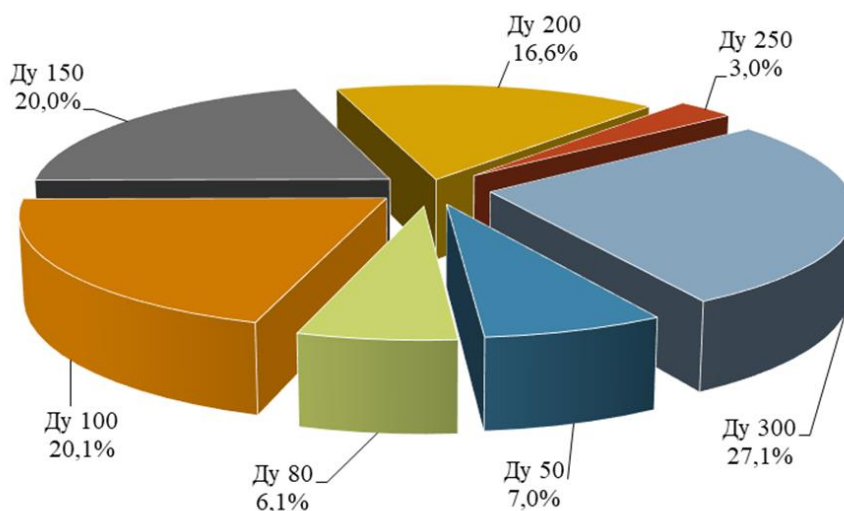


Рисунок 23 – Структура тепловых сетей от котельной АО «ММТП»

1.3.1.6. ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

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

Структура паровых тепловых сетей котельной №22 представлена в таблице 94 и на рисунке 24.

Таблица 94 – Структура паровых тепловых сетей котельной №22

Условный диаметр, мм	Протяженность в однострубном исчислении, м
Ду 25	15
Ду 32	45
Ду 48	60
Ду 57	150
Ду 108	10
Ду 219	785

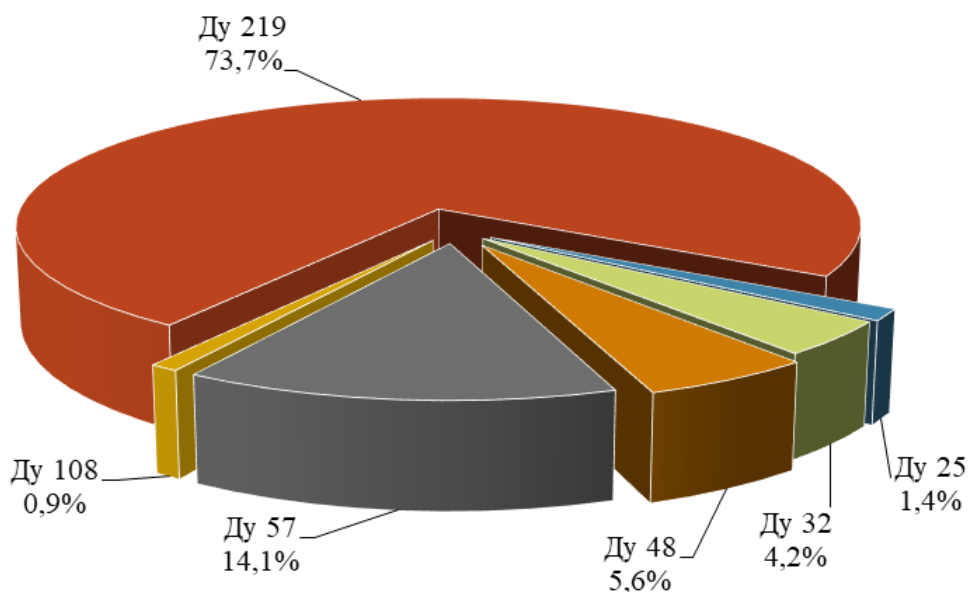


Рисунок 24 – Структура тепловых сетей котельной №22 ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

1.3.1.7. Муниципальные тепловые сети

Дизельная котельная МУП «МУК»

Система теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК» двухтрубная, общей протяженностью 820 м в двухтрубном исчислении. Структура тепловых сетей дизельной котельной представлена в таблице 95 и на рисунке 25.

Таблица 95 – Структура тепловых сетей дизельной котельной МУП «МУК»

Условный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 80	327,8
Ду 100	492,2

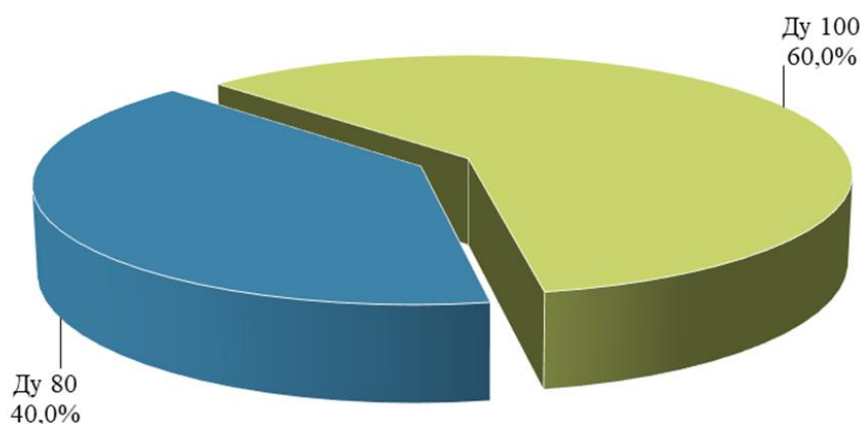


Рисунок 25 – Структура тепловых сетей дизельной котельной МУП «МУК»

Угольная котельная МУП «МУК»

Система теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» четырехтрубная, протяженностью 1075,98 м в двухтрубном исчислении. Структура тепловых сетей от угольной котельной представлена в таблице 96 и на рисунке 26.

Таблица 96 – Структура тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»

Условный диаметр трубы, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
Ду 80	537,99
Ду 100	537,99

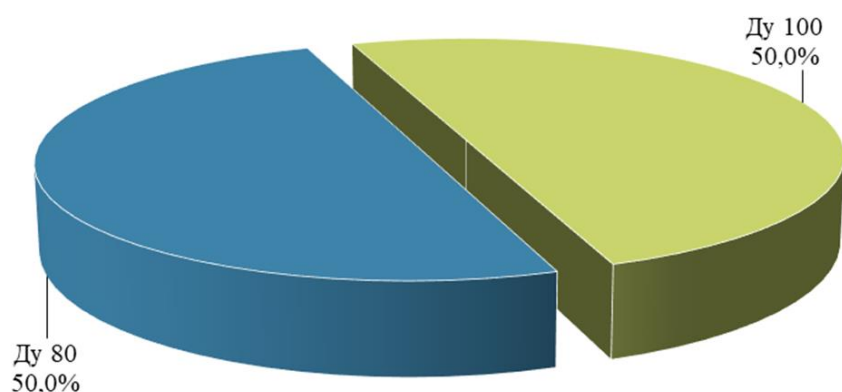


Рисунок 26 – Структура муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»

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».

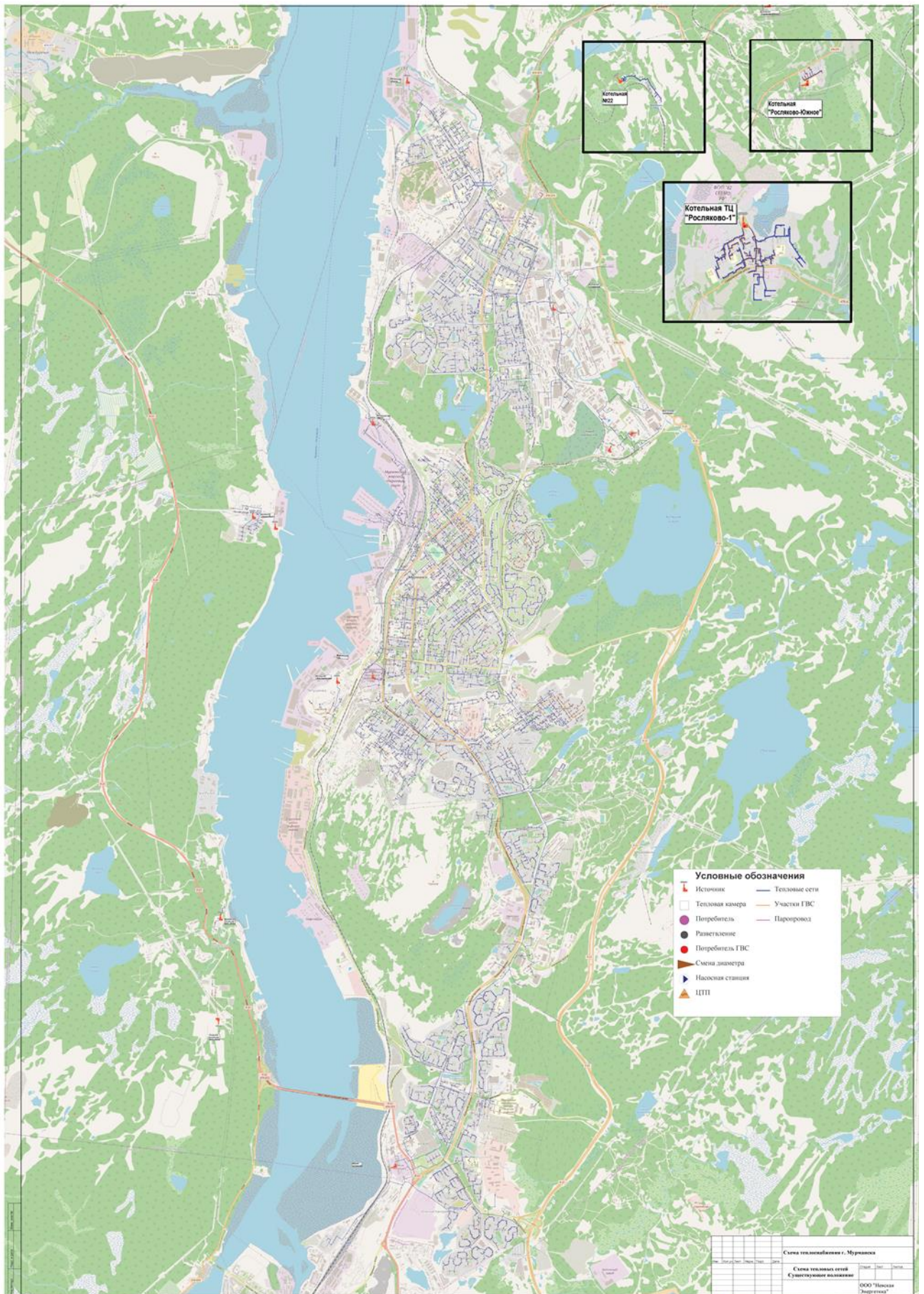


Рисунок 27. Схемы тепловых сетей г. Мурманск

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 97 и на рисунке 28.

Таблица 97 – 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	3026
Ду 250	204	0	378	0	0	189	1823	2594
Ду 300	0	299	106	159	600	128	2581	3873
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

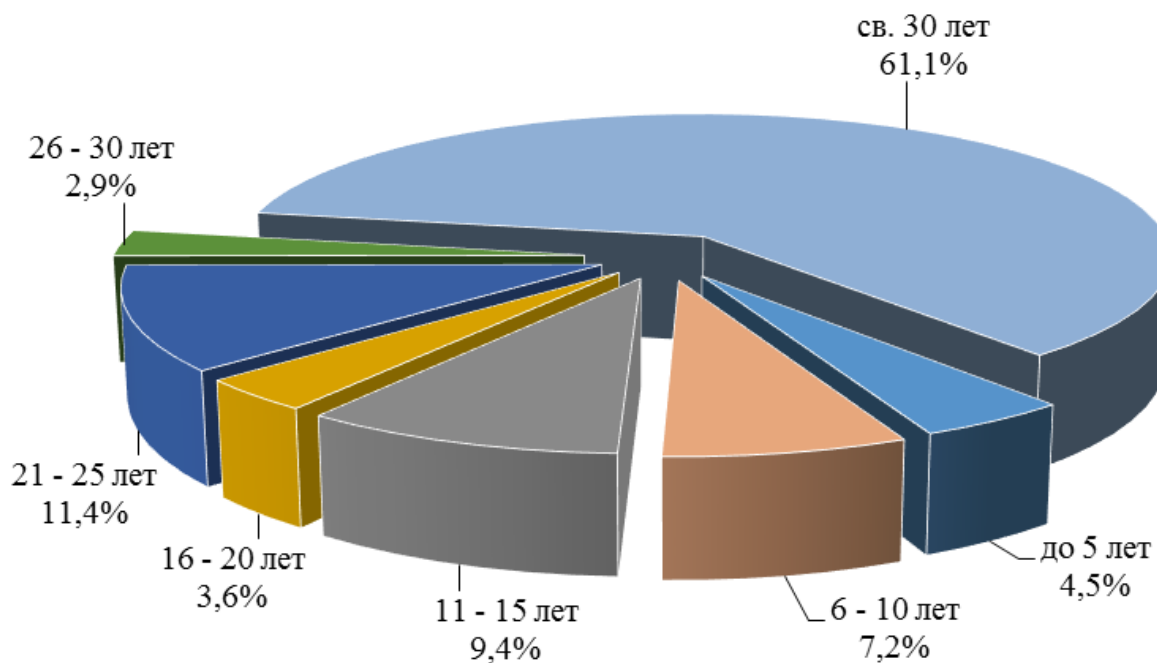


Рисунок 28 – Протяженность тепловых сетей Мурманской ТЭЦ по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Мурманской ТЭЦ по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 98.

Таблица 98 – 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	3873	0	3873	2517,5
250	2594	0	2594	1416,3
200	3026	0	3026	1325,4
150	1212	0	1212	385,4
125	141	0	141	37,5
80	100	0	100	17,8
Итого:	19876	0	19876	14518,7

Южная котельная

Разбиение тепловых сетей от Южной котельной по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 99 и на рисунке 29.

Таблица 99 – 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
Ду 125	0	0	0	0	278	0	0	278
Ду 150	0	0	0	0	0	0	583,3	583,3
Ду 200	0	0	0	0	0	0	269	269
Ду 250	0	0	0	227	0	0	1969	2196
Ду 300	0	0	0	0	0	0	2711	2711
Ду 350	0	0	0	0	0	0	685	685
Ду 400	578,5	0	0	1124,5	0	0	505	2208
Ду 450	0	0	0	0	0	0	838	838
Ду 500	355	431	271	0	780	413	1930	4180
Ду 600	0	123	0	0	846	0	3564	4533
Ду 700	0	0	0	0	200	0	1098,8	1298,8
Ду 800	0	0	0	0	2185	0	0	2185
Итого	933,5	554	271	1351,5	4289	413	14185,1	21997,1

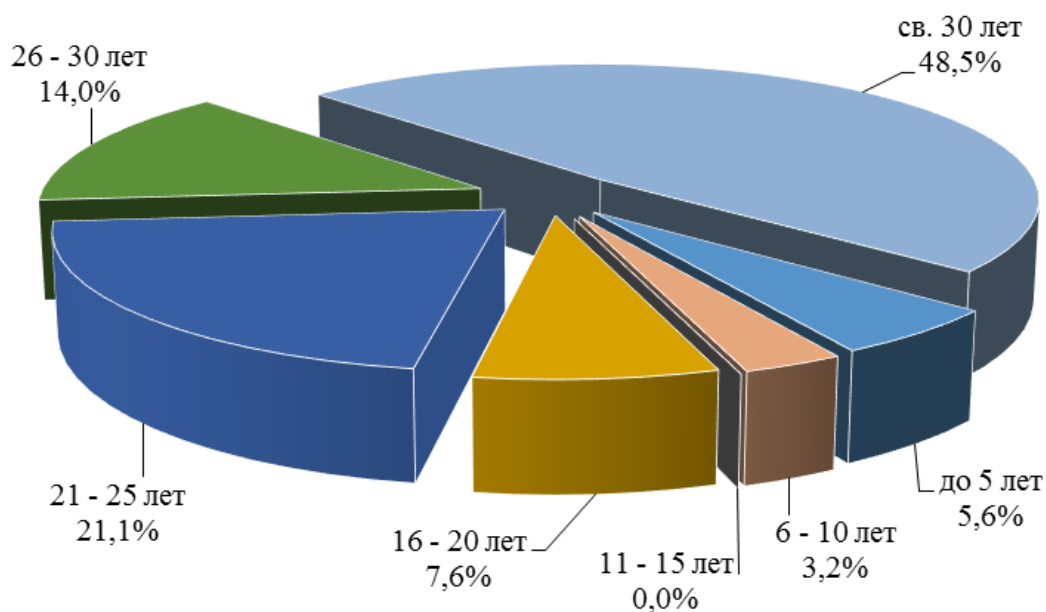


Рисунок 29 – Протяженность тепловых сетей Южной котельной по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Южной котельной по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 100.

Таблица 100 – Материальная характеристика тепловых сетей Южной котельной

Ду, мм	Протяжённость, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м ²
	из них		Итого	
	подземная	надземная		
800	1895	290	2185	3583,4
700	997,8	301	1298,8	1870,3
600	4533	0	4533	5711,6
500	3086	1094	4180	4430,8
450	838	0	838	804,5
400	2208	0	2208	1881,2
350	685	0	685	516,5
300	1377	1334	2711	1762,2
250	1660	536	2196	1199
200	269	0	269	117,8
150	202,3	381	583,3	185,5
125	0	278	278	73,9
100	32	0	32	6,9
Итого:	17783,1	4214	21997,1	22143,6

Восточная котельная

Разбиение тепловых сетей от Восточной котельной по сроку службы и условным диаметрам представлено в таблице 101 и на рисунке 30.

Таблица 101 – 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
Ду 200	8	0	0	0	0	72	42	122
Ду 250	0	0	0	0	0	198	547	745
Ду 300	0	0	0	218	0	330	459	1007
Ду 400	0	0	0	0	310	204	1244	1758
Ду 500	0	0	0	0	0	0	2090	2090
Ду 600	0	0	0	0	0	923	0	923
Ду 700	112,86	0	0	0	0	0	4085,14	4198
Итого	120,86	0	0	218	310	1727	9209,14	11585

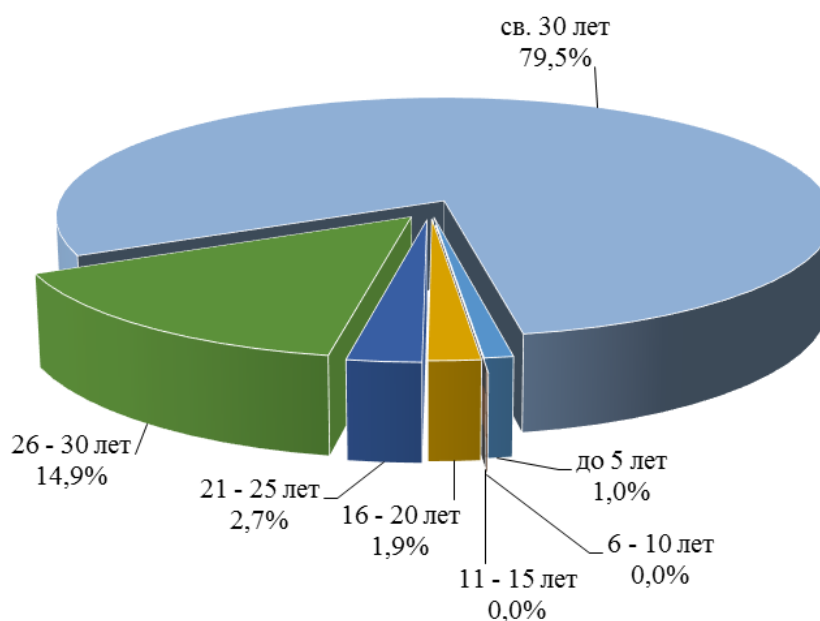


Рисунок 30 – Протяженность тепловых сетей Восточной котельной по сроку эксплуатации

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от Восточной котельной по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 102.

Таблица 102 – Материальная характеристика тепловых сетей Восточной котельной

Ди, мм	Протяжённость, м, (двухтрубном)			Материальная характеристика, м ²
	из них		Итого	
	подземная	надземная		
700	2042	2156	4198	6045,1
600	923	0	923	1163
500	2090	0	2090	2215,4
400	1758	0	1758	1497,8
300	677	330	1007	654,6
250	745	0	745	406,8
200	114	8	122	53,4
150	0	742	742	236
Итого:	8349	3236	11585	12272,1

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 103.

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 104.

Котельная «Абрам-Мыс»

Материальная характеристика с разбиением тепловых сетей от котельной «Абрам-Мыс» по типу прокладки и условному диаметру представлена в таблице 105.

Котельная ТЦ «Росляково-1»

Ввод в эксплуатацию тепловых сетей от котельной ТЦ «Росляково-1» было начато в 1979 году.

Материальная характеристика тепловых сетей от котельной ТЦ «Росляково-1» с делением по типу прокладки представлена в таблице 106.

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

Материальная характеристика тепловых сетей от котельной ТЦ «Росляково Южное» с делением по типу прокладки представлена в таблице 107.

Материальная характеристика тепловых сетей от Мурманской ТЭЦ, котельных Восточная, Южная и котельной «Фестивальная» представлена в таблицах 108 - 111 соответственно.

Таблица 103 – 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	Надземная прокладка	Протяженность в однострубнои исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
	Водяные					Паровые		
32	36,5	5,0	0,0	41,5	1,6	0,0	0,0	0,0
40	46,0	13,4	0,0	59,4	5,8	0,0	0,0	0,0
50	1904,4	496,8	277,1	2678,3	305,3	0,0	0,0	0,0
70	1338,9	475,3	593,7	2407,9	366,0	0,0	0,0	0,0
80	2961,7	105,0	1417,9	4484,5	798,2	0,0	0,0	0,0
100	3996,6	321,8	3630,9	7949,3	1717,1	0,0	0,0	0,0
125	2647,5	144,0	2300,1	5091,6	1354,4	0,0	0,0	0,0
150	3728,6	210,5	3854,0	7793,1	2478,2	0,0	0,0	0,0
200	5148,0	512,2	1769,5	7429,7	3254,2	0,0	0,0	0,0
250	4143,8	1613,7	460,8	6218,3	3395,2	719,2	719,2	196,3
300	3656,5	1877,7	453,7	5987,9	3892,1	0,0	0,0	0,0
350	1969,3	40,0	0,0	2009,3	1515,0	0,0	0,0	0,0
400	3093,5	900,0	14,2	4007,7	3414,6	0,0	0,0	0,0
500	1449,9	227,0	47,5	1724,4	1824,4	227,0	227,0	96,7
700	33,0	112,1	0,0	145,1	208,9	0,0	0,0	0,0
820	110,0	525,6	0,0	635,6	1042,3	0,0	0,0	0,0
Итого	36264,2	7580,1	14819,4	58663,6	25573,3	946,2	946,2	293

Таблица 104 – Материальная характеристика тепловых сетей АО «МЭС» от котельной «Роста»

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	В подвалах	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Водяные					
32	24,6	0	0	24,6	1,6
40	70,1	0	0	70,1	5,6
50	916,95	35,4	19,1	971,45	108,6
70	212,4	11,7	48	272,1	41,4
80	446,4	86,4	40,85	573,65	102,1
100	1347,7	114,7	143,55	1605,95	350,7
125	710,1	238,9	103,2	1052,2	276,6
150	934,5	178,2	39	1151,7	366,2
200	1690,4	109,7	58,5	1858,6	814,1
250	256,4	0	0	256,4	140
300	158	110,3	0	268,3	174,4
350	131,1	131,3	0	262,4	197,8
400	825	76	0	901	767,7
500	156,2	978,1	0	1134,3	1202,4
Итого	7879,85	2070,7	452,2	10402,75	4549,2

Таблица 105 – 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 однострубно исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
	Водяные					Паровые			
50	248,55	59,55	0,0	308,1	35,1	0,0	0,0	0,0	0,0
80	150,6	3,3	0,0	153,9	27,4	0,0	0,0	0,0	0,0
100	253,45	0,0	0,0	253,45	54,73	0,0	0,0	0,0	0,0
125	24,35	0,0	0,0	24,35	5,25	0,0	0,0	0,0	0,0
150	115,6	67,6	0,0	183,2	58,22	205,55	215,05	420,6	66,89
200	420,65	321,9	123,5	866,05	379,37	0,0	0,0	0,0	0,0
Итого	1213,2	425,35	123,5	1789,05	560,07	205,55	215,05	420,6	66,89

Таблица 106 – 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	652	74,3
70	636	50	120,5	806,5	121
80	1800,5	458,3	269	2527,8	449,9
100	1012,1	5	695,6	1712,7	369,9
125	417	0	0	417	110,9
150	1860	412	647	2919	928,2
200	1191	282	259	1732	758,6
250	953	438	50	1441	786,8
300	0	35	0	35	22,8
400	0	296	0	296	252,2
Итого	8481,6	1976,3	2176,1	12634	3883,2

Таблица 107 – 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 108 – 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	270,7	202,3	82,95	555,95	17,5
32	246,75	0	75,3	322,05	12,2
40	1347,15	39,5	28	1414,65	69,3
50	9619,2	1245,45	946,85	11811,5	673,3
70	21,65		10,15	31,8	2,4
80	5349,45	564,4	1625,65	7539,5	671,0
100	9654,2	532,05	3371,55	13557,8	1464,2
125	2854,4	24,1	709,55	3588,05	477,2
150	6776,4	249,85	1888,8	8915,05	1417,5
200	3750,75	1015,65	765,55	5531,95	1211,5
250	1664,65	276,1	189,15	2129,9	581,5
300	467,95	128,1	151,65	747,7	243,0
400	270,7	202,3	82,95	555,95	237,0
Итого	42023,25	4277,5	9845,15	56145,9	7077,6

Таблица 109 – 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 110 – 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				
25	124,3	0	0	124,3	3,9
32	450,5	0	0	450,5	17,2
40	144,85	92,75	170,35	407,95	19,9
50	2213,9	44,75	941,2	3199,85	182,4
70	145,15	81,15	0	226,3	17,2
80	1978,55	108,6	1821,9	3909,05	347,9
100	3339,85	457,15	3288,75	7085,75	765,3
125	1572,4	48,8	3013,7	4634,9	616,4
150	4104,1	132,1	8542,6	12778,8	2031,8
200	4076,55	98,55	7994,15	12169,25	2665,1
250	1239,3	49,7	1740,35	3029,35	827,0
300	581,8	0	211,2	793	257,7
350	60,05	0	6,7	66,75	25,2
400	249,05	0	0	249,05	106,2
Итого	20280,35	1113,55	27730,9	49124,8	7883,2

Таблица 111 – 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				
25	13,8	0	1,7	15,5	1,0
32	22,1	0	35,65	57,75	4,4
40	96,6	181,95	109,3	387,85	36,9
50	44,9	245,6	0	290,5	33,1
70	10,25	473,65	35,95	519,85	77,5
80	0	0	84,9	84,9	15,1
100	102,2	300,6	42,3	445,1	97
125	6,2	0	0	6,2	1,6
150	0	0	108,3	108,3	34,4
200	327,9	195,65	0	523,55	229,3
Итого	623,95	1397,45	418,1	2439,5	530,3

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 равна 101,01 м².

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 112.

Таблица 112 – 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 №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

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 113.

Таблица 113 – Материальная характеристика тепловых сетей котельной №22

Условный диаметр трубы, мм	Вид прокладки	Протяженность в однострубнои исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ			
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 от угольной котельной МУП «МУК» эксплуатируются с 2011 г. Материальная характеристика с разбивкой тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК» по типу прокладки представлена в таблице 114.

Таблица 114 – Материальная характеристика муниципальных тепловых сетей от угольной котельной МУП «МУК»

Условный диаметр трубы, мм	Подземная прокладка	Надземная прокладка	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Ду 80	405,98	132	537,98	95,8
Ду 100	405,98	132	537,98	116,2
Итого:	811,96	264	1075,96	212,0

Дизельная котельная МУП «МУК»

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 115.

Таблица 115 – Материальная характеристика тепловых сетей дизельной котельной МУП «МУК»

Условный диаметр трубы, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м ²
Ду 80	327,8	58,3
Ду 100	492,2	106,3
Итого:	820	164,7

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 прямыми, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного прямока. 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 150/70 °С 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 150/70°С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 140°С, разработан с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 26 °С.

Температурные графики для Мурманской ТЭЦ и Южной, Восточной котельных на отопительный сезон 2020-2021 гг. представлены на рисунках 31 - 32.

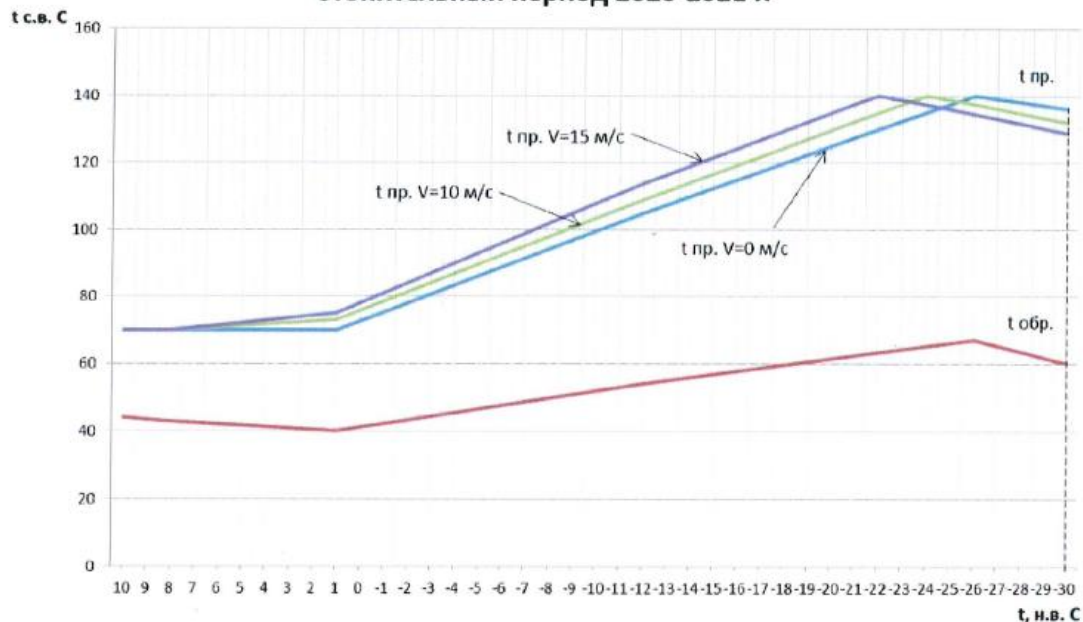
СОГЛАСОВАНО

Глава администрации г. Мурманска

Никора Е.В.

« » 2020 г.

Температурный график отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ на отопительный период 2020-2021 г.



Температурный график отпуска тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ качественного регулирования, 150-70 °С, со срезкой по подающей 140 °С разработан с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже -26 °С

Температурный график отпуска тепла от Южной и Восточной котельных на отопительный период 2020-2021 г.

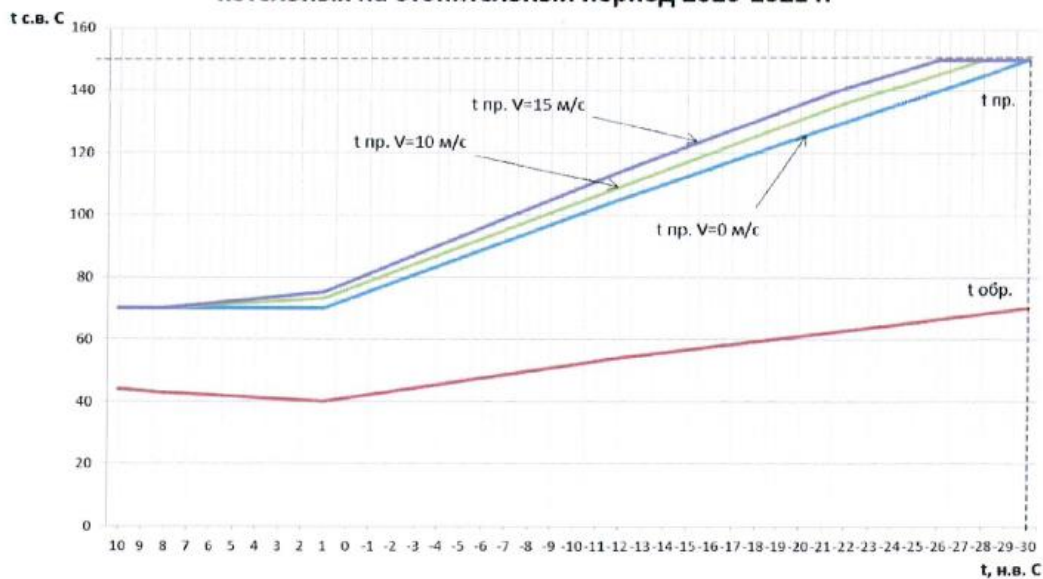
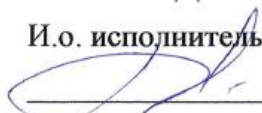


Рисунок 31 – Температурный график отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточных котельных на отопительный сезон 2020-2021 гг.

УТВЕРЖДАЮ

И.о. исполнительного директора АО «Мурманская ТЭЦ»

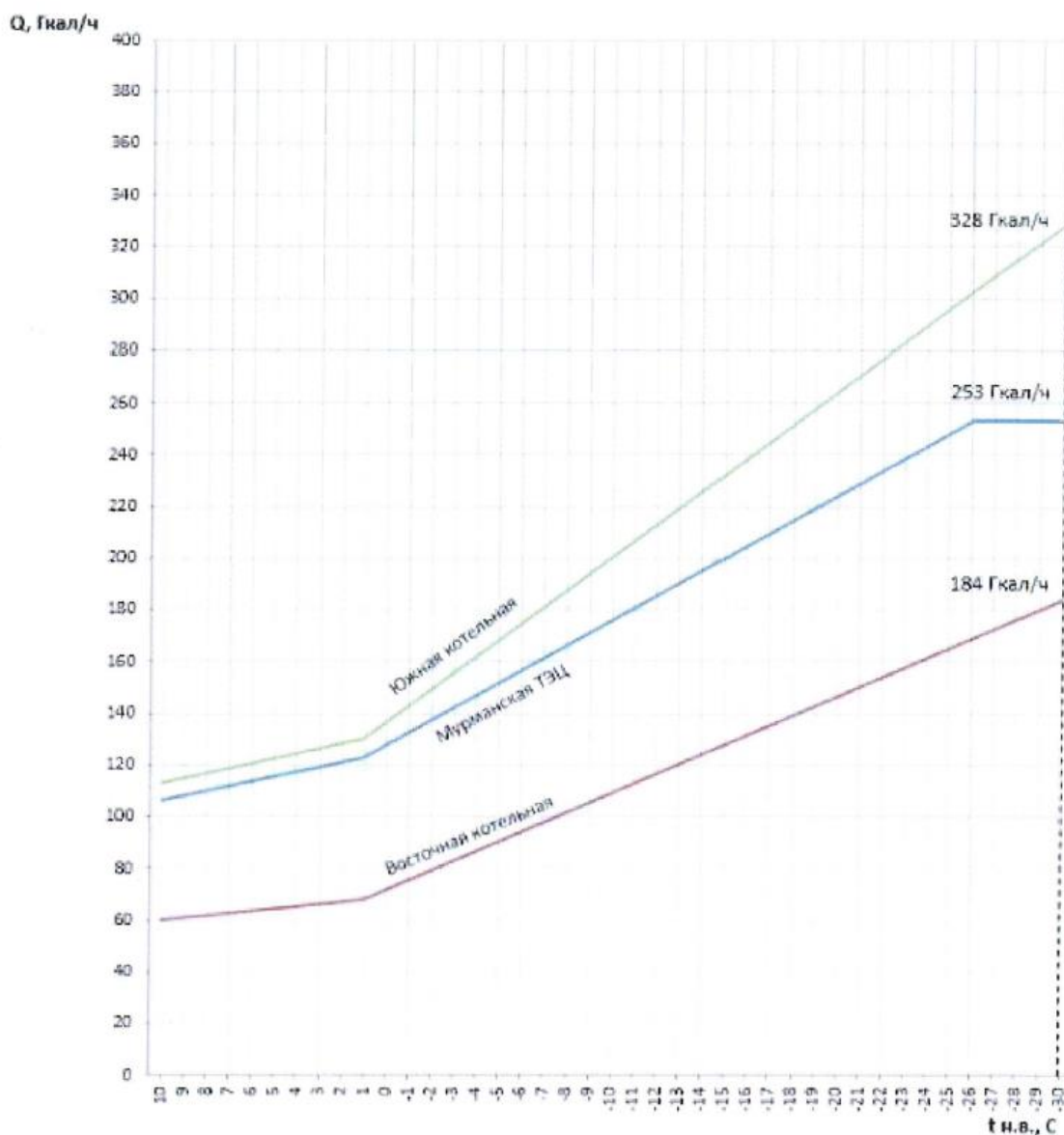


Буртасов С.Н.

«18» 08

2020 г.

**График отпуса тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и
Восточной котельных на отопительный период
2020-2021 г.**



Главный инженер АО «Мурманская ТЭЦ»



Буртасов С.Н.

Рисунок 32 – График отпуса тепла от Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных на отопительный сезон 2020-2021 гг.

1.3.6.2. АО «МЭС»

Котельная «Северная»

Тепловая энергия от котельной «Северная» отпускается к потребителям по температурному графику 150/70 °С, со срезкой по температуре в подающем трубопроводе на 130 °С (с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже минус 20 °С). Тепловые сети работают по схеме открытого водоразбора на нужды горячего водоснабжения. Температурный график представлен на рисунке 33, где T_3 – температура после элеватора, °С.

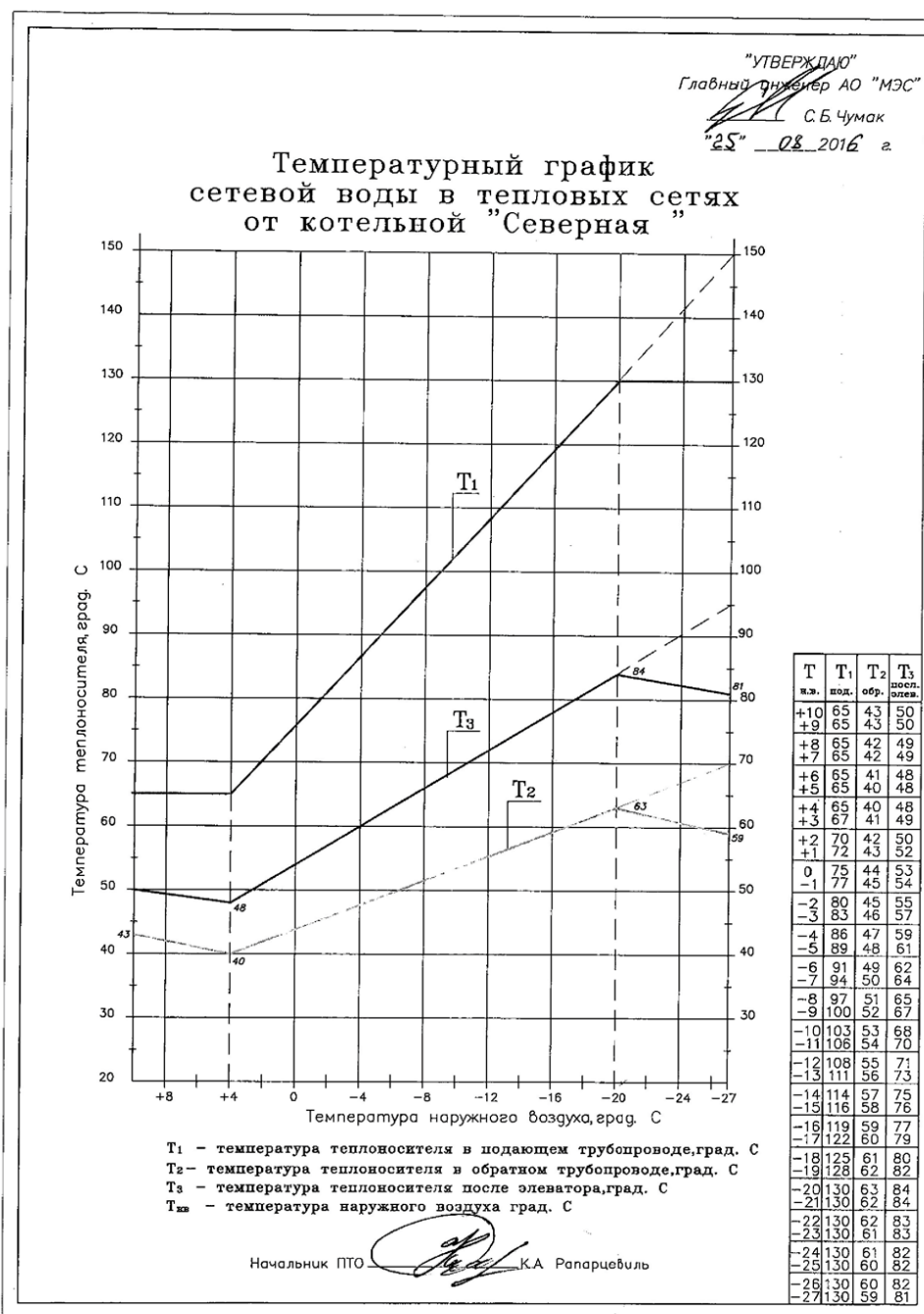


Рисунок 33 – Температурный график сетевой воды в тепловых сетях от котельной «Северная»

Котельная «Роста»

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

Температурный график представлен на рисунке 34.



Рисунок 34 – Температурный график тепловой сети котельной «Роста»

Котельная «Абрам-Мыс»

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

Температурный график представлен на рисунке 35.

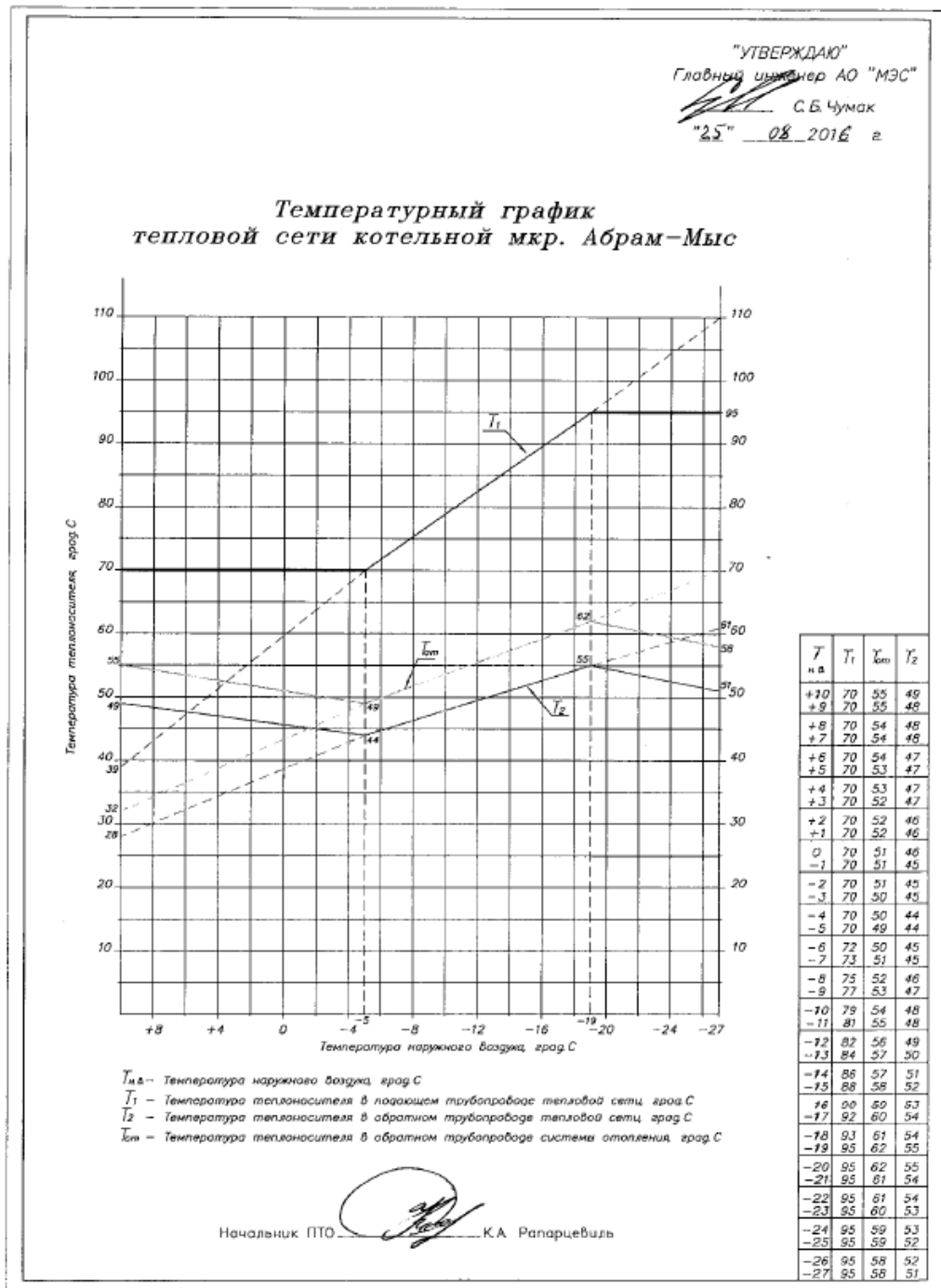


Рисунок 35 – Температурный график тепловой сети котельной «Абрам-Мыс»

Котельная «ТЦ «Росляково - 1»

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

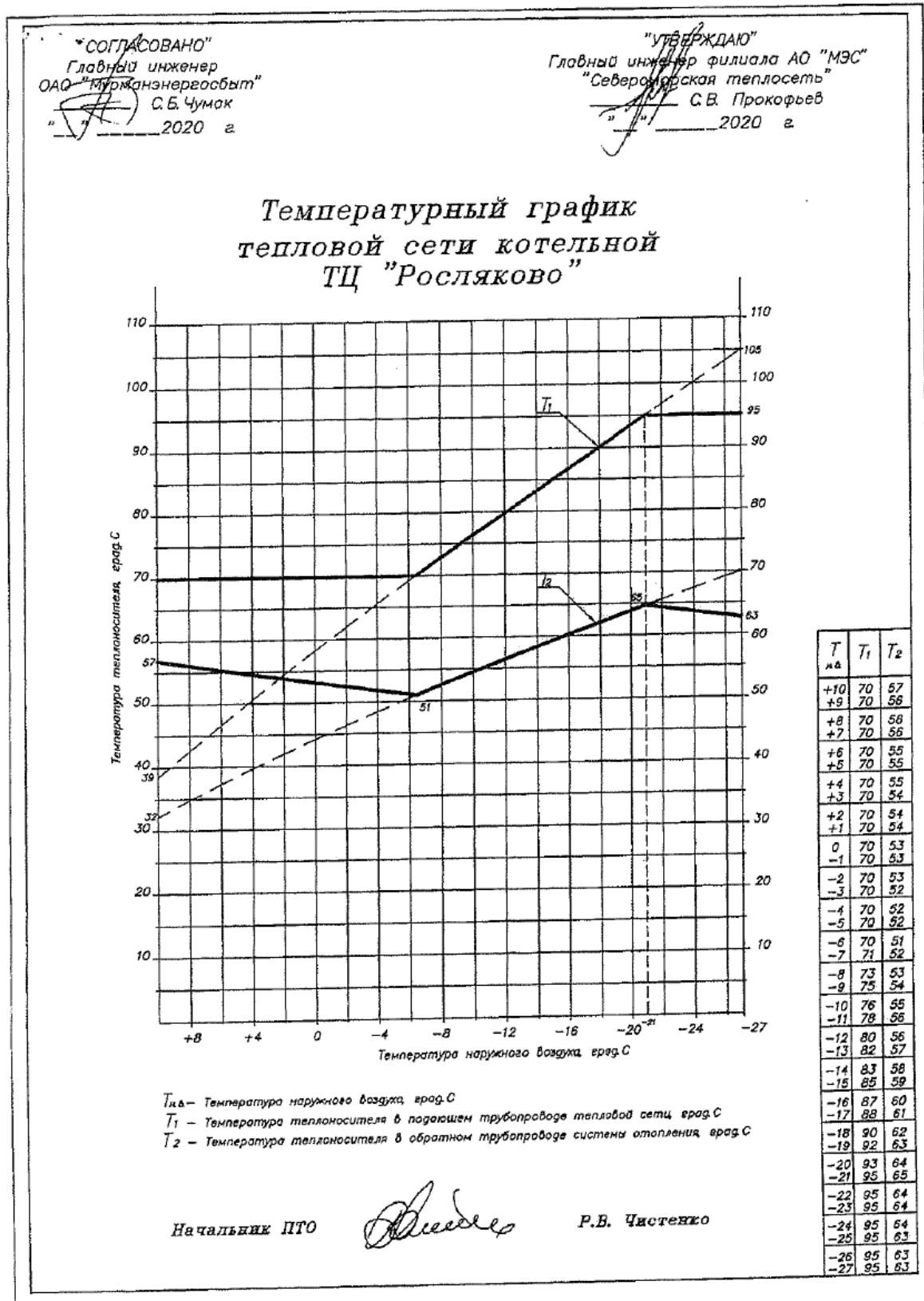


Рисунок 36 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково-1»

Котельная ТЦ «Росляково Южное»

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



Рисунок 37 - Температурный график тепловой сети котельной ТЦ «Росляково Южное»

Котельная «Фестивальная»

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

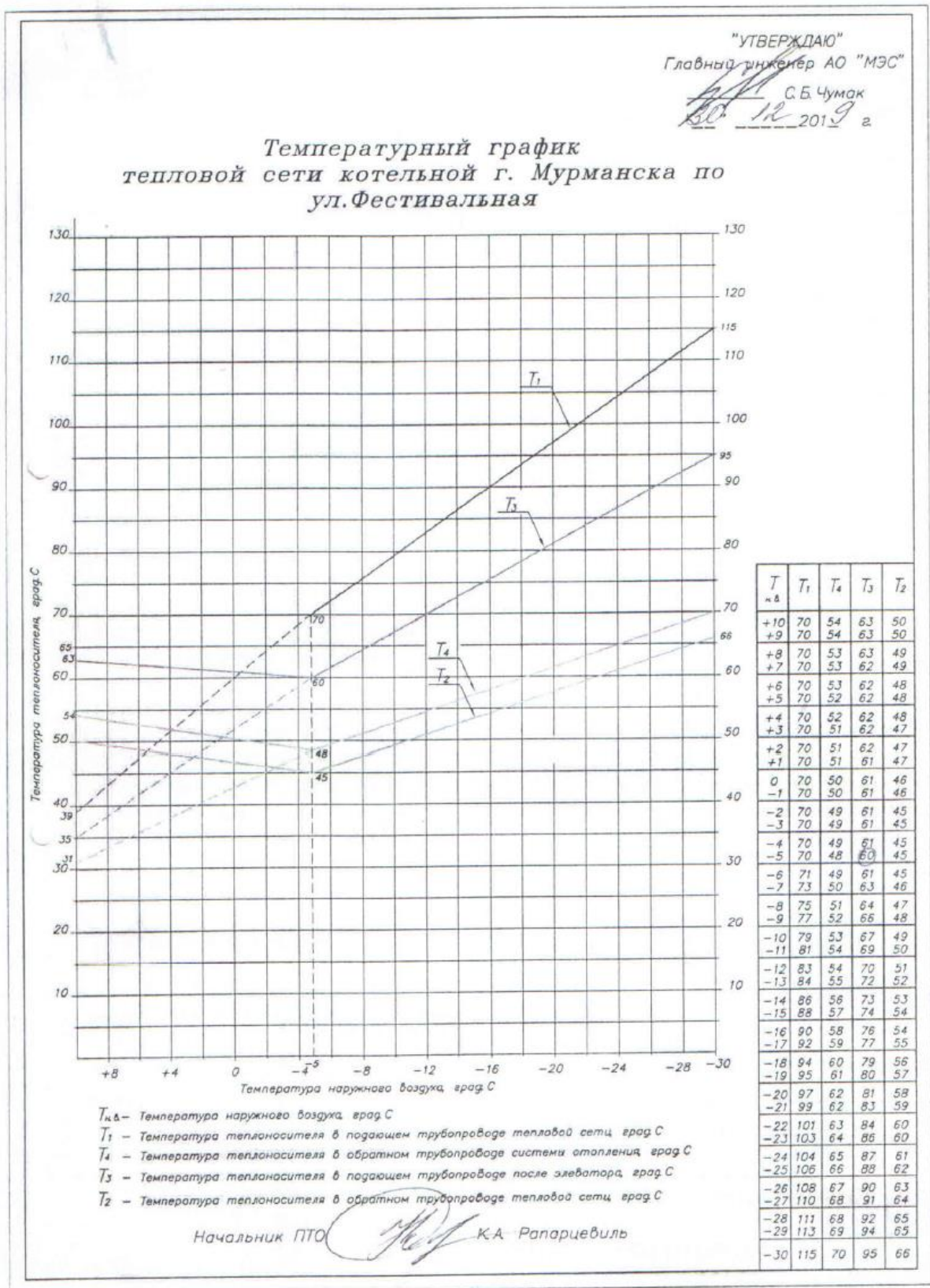


Рисунок 38 - Температурный график тепловой сети котельной «Фестивальная»

1.3.6.3. МУП «МУК»

Дизельная котельная

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

Угольная котельная

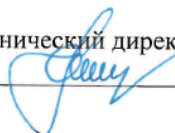
Система отопления - двухтрубная с независимым подключением, система горячего водоснабжения – закрытая, двухтрубная с рециркуляцией. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 95/70 °С.

1.3.6.4. АО «Завод ТО ТБО»

Расчётные параметры пара поступающего в УТ-123 от Завода ТО ТБО составляют 13,0 кгс/см² и температурой пара 220 °С.

1.3.6.5. АО «ММТП»

Система теплоснабжения двухтрубная, закрытая. Отпуск сетевой воды производится по температурному графику 90/70 °С со срезкой на минимуме 65 °С и максимуме 86 °С.

«Утверждаю»
 Технический директор АО «ММТП»

 Гуляев Е.И.
 14.09.2020 года

Температурный график 90 - 70 °С, со срезкой на минимуме 65 °С и максимуме 86 °С,
 отпуска тепловой энергии от котельной АО «ММТП»
 на отопительный период 2020 - 2021 гг.

Температура наружного воздуха t°С	Температура теплоносителя		Примечание
	В прямом трубопроводе t1°С	В обратном трубопроводе t2°С	
8	65	62	1. Гидравлический и тепловой режимы вести в соответствии с расчетными режимными указаниями: - P 1 = 4,5÷5,8 кгс/см ³ - P 2 = 3,5÷4,0 кгс/см ¹ - t 1, t 2 в соответствии с температурным графиком. При наличии ветра на каждые 5 м/сек температуру т/носителя в подаче увеличивать на 2°С, но не выше 86°С. - Q цирк. ≤ 350 м3/час 2. При повышении t2 выше указанной в графике - уменьшить располагаемый напор на выводах котельной увеличением давления обратной сетевой воды. P 2 max = 4,2 кгс/ см ² . Давление в подающем трубопроводе поддерживать не ниже расчетного и не выше 5,8 кгс/ см ² . 3. Летний режим. При работе «Турботерм» на ГВС соблюдать параметры: - P 1 = 4,5+5,8 кгс/см ² - P 2 = 3,5+4,0 кгс/ см ² - Q цирк. ≤ 250 м3/час - t 1 = 65°С - t 2 = 58-60°С 4. При работе «Турботерм» в осенний и весенний период на ГВС и частично на отопление (переходный период) поддерживать Q цирк. 250 - 300 м3/час - P 1 = 4,5÷5,8 кгс/см ² - P 2 = 3,5÷4,0 кгс/см ² - t 1 = 65 - 67°С - t 2 = 62°С
7	65	62	
6	65	62	
5	65	62	
4	67	62	
3	67	62	
2	67	62	
1	67	62	
0	67	62	
-1	71	63	
-2	71	63	
-3	72	64	
-4	72	64	
-5	73	65	
-6	73	65	
-7	74	66	
-8	74	66	
-9	75	66	
-10	75	66	
-11	76	67	
-12	76	67	
-13	77	67	
-14	77	67	
-15	78	68	
-16	78	68	
-17	79	68	
-18	79	69	
-19	80	69	
-20	81	69	
-21	82	70	
-22	83	70	
-23	84	71	
-24	85	72	
-25	86	73	
-26	86	73	
-27	86	73	
-28	86	73	
-29	86	73	
-30	86	73	

Начальник ПКЭ



Сафонов Д.В.

Рисунок 39 - Температурный график тепловой сети от котельной «ММТП»

1.3.6.6. ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

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



ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска тепловой энергии от теплогенерирующего объекта
(г. Мурманск, 22 в/г № 6 Изв. № 22)
ФГБУ "ЦЖКУ" по ОСК СФ МО РФ
в отопительный период 2019-2020 гг.

Среднесуточная температура наружного воздуха, оС	Температура сетевой воды в трубопроводе (оС)	
	Подansom	Обратом
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

Рисунок 40 – 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, кроме котельных Южная, Восточная и Мурманской ТЭЦ. Информации об отклонениях от утвержденного графика регулирования отпуска тепла в тепловые сети от других 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. Эта проблема проистекает из несоответствия проектных и фактических тепло-гидравлических характеристик эксплуатирующихся многие годы систем, главным образом – систем теплоснабжения. Основные обобщенные характеристики существующих систем теплоснабжения: 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 эксплуатирующихся систем не только отличаются от проектных, но являются существенно неопределёнными, что требует их идентификации по наблюдаемым фактическим значениям режимных характеристик.

Для существующего состояния всех крупных систем централизованного теплоснабжения характерна разница между величинами договорных и фактических нагрузок. При том, что циркуляционный расход теплоносителя в этих системах, как правило, соответствует договорным нагрузкам при проектном температурном графике 150/70 (или превышает указанный расход), отопительно-вентиляционные нагрузки, оцененные по измерениям на коллекторах крупных теплоисточников, после

соответствующей 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.

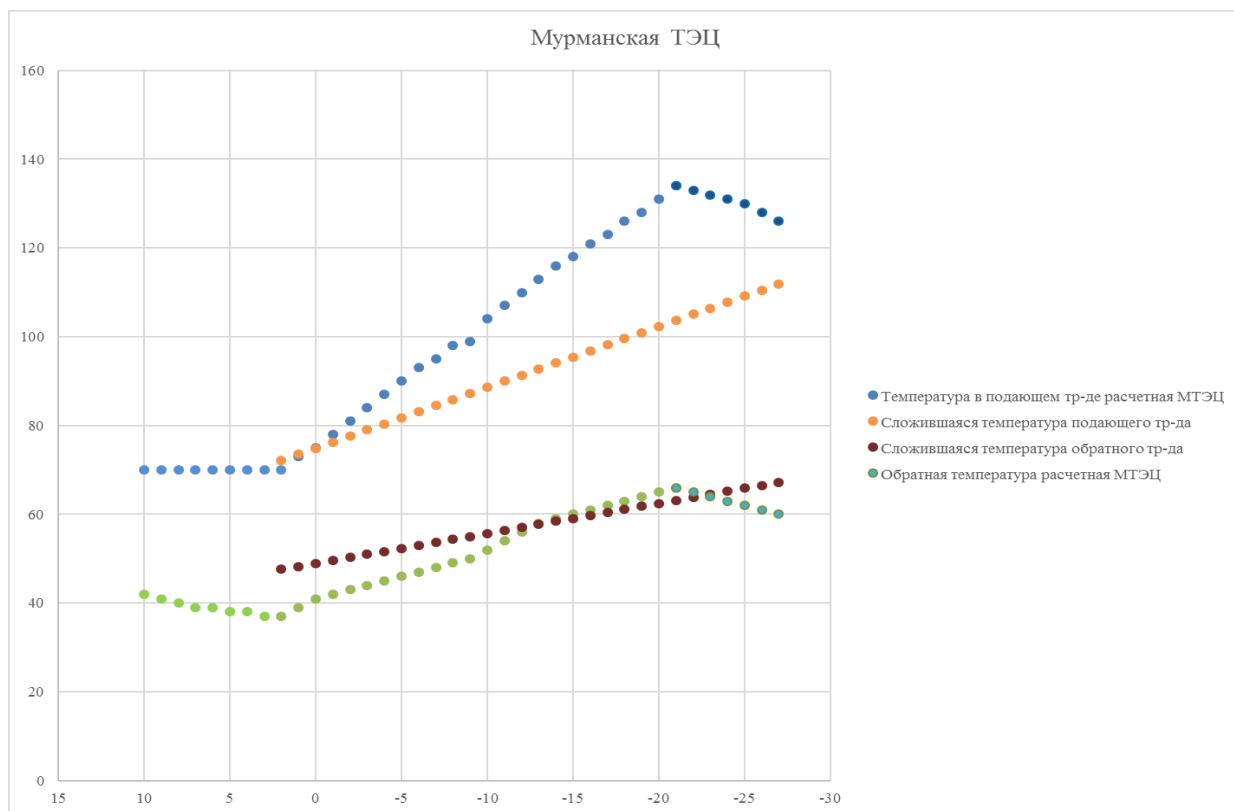


Рисунок 41 – Графики теплоотпуска Мурманской ТЭЦ

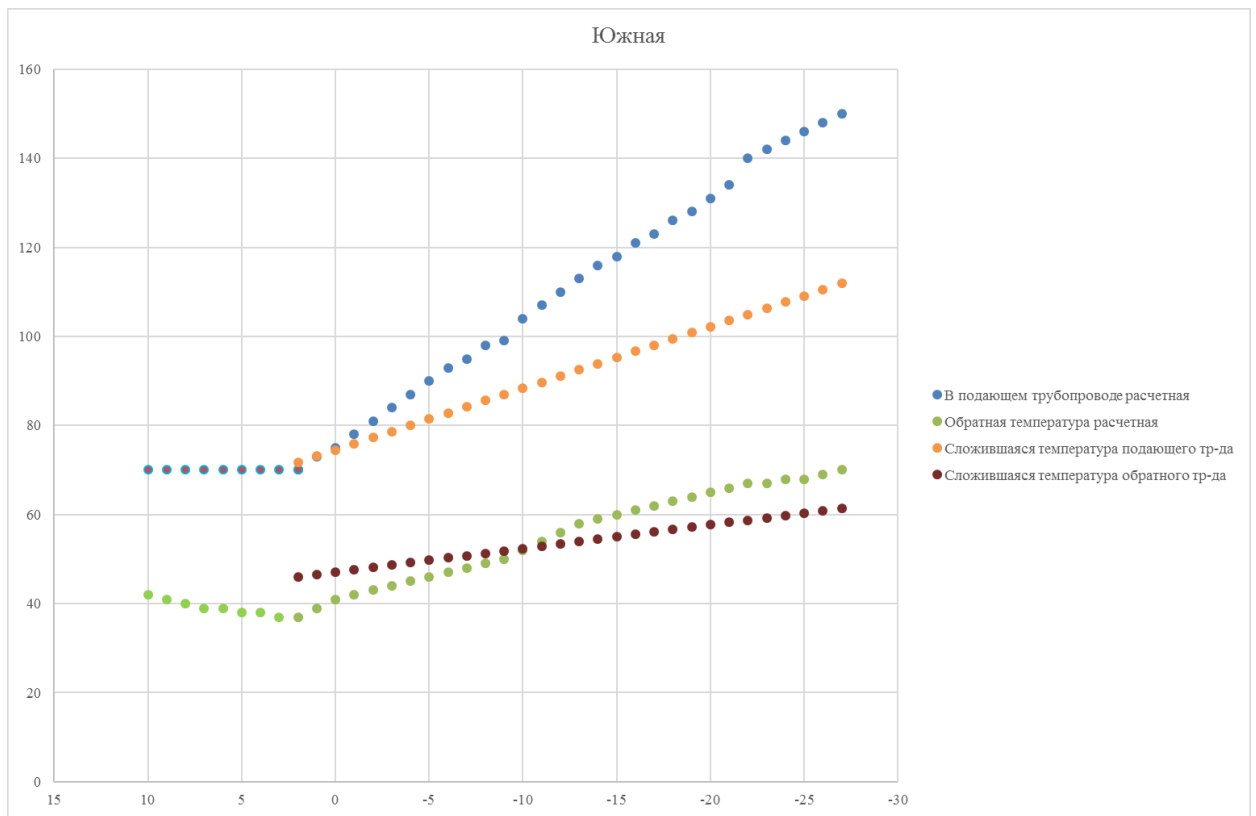


Рисунок 42 – Графики теплоотпуска Южной котельной

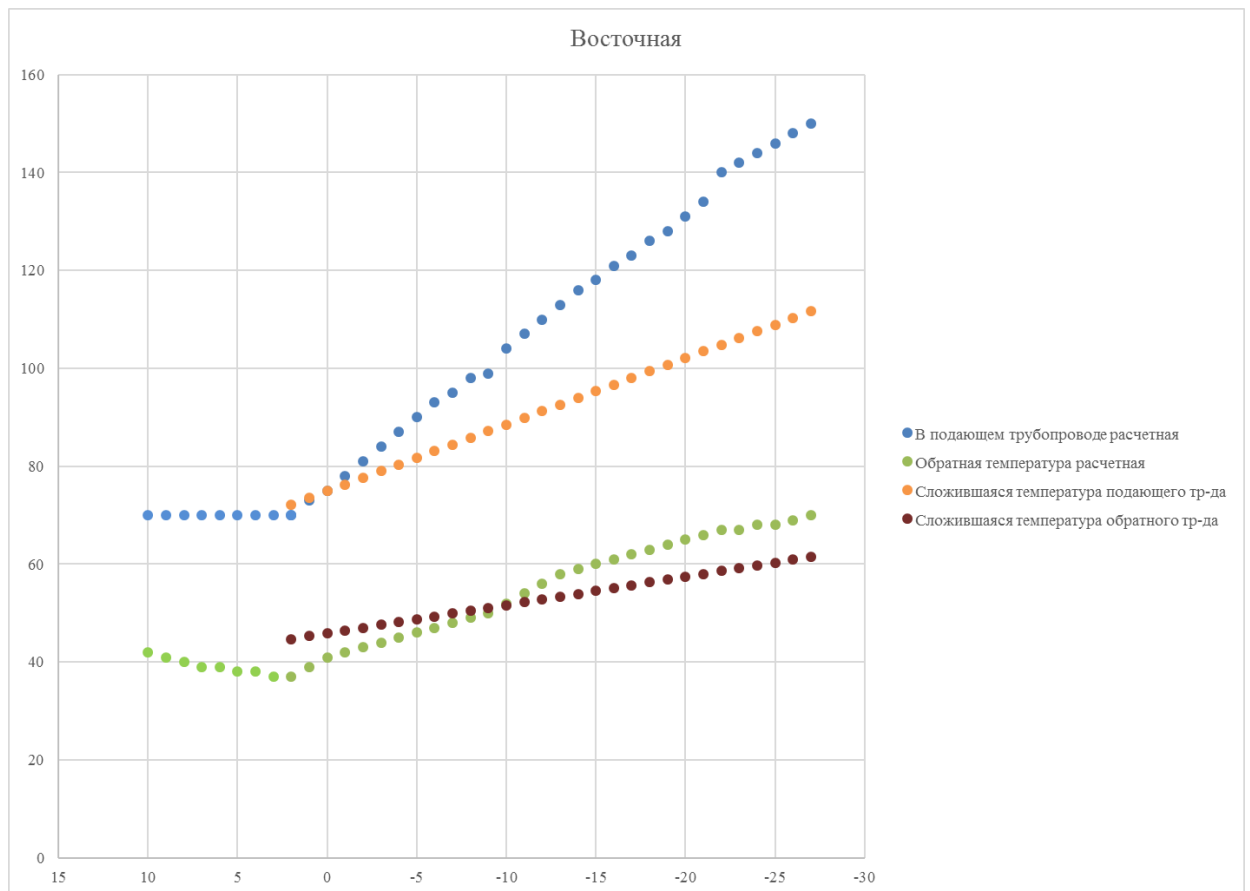


Рисунок 43 – Графики теплоотпуска Восточной котельной

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 °С.

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 – $\frac{284,214-184,63}{184,63} = 64,96\%$
- Южная котельная 100 – $\frac{304,96-230,70}{230,70} = 75,65\%$
- Восточная котельная 100 – $\frac{167,45-134,18}{134,18} = 80,13\%$

В соответствии с оценкой фактических нагрузок, договорной расход в 1/0,65; 1/0,76 и 1/0,80 раза превышает требуемый для Мурманской ТЭЦ и котельных «Восточная», «Южная» соответственно.

Исходя из этого, температурные графики качественного регулирования централизованного отпуска теплоты должны выглядеть как на следующих рисунках: (требуемый график для Мурманской ТЭЦ – 120/75, для котельных - 120/70 без диапазона нижней срезки для сравнения показан с проектным графиком 150/70).

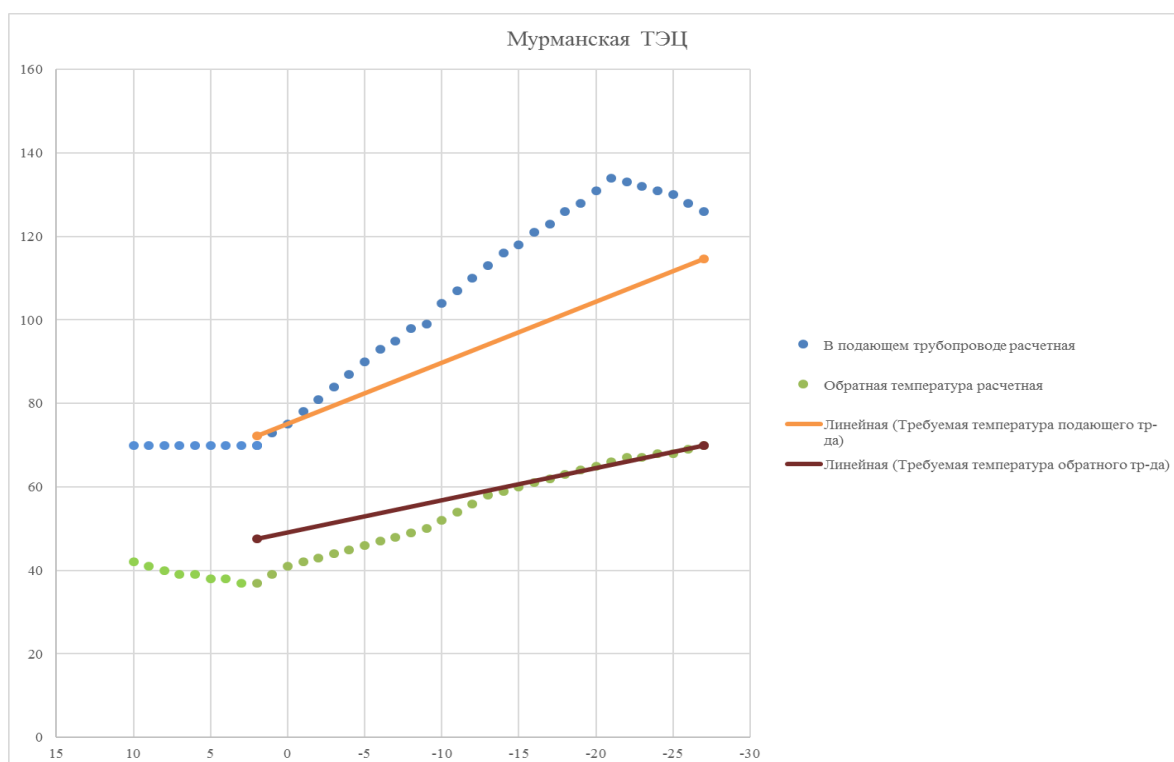


Рисунок 44 – Требуемый график теплоотпуска Мурманской ТЭЦ

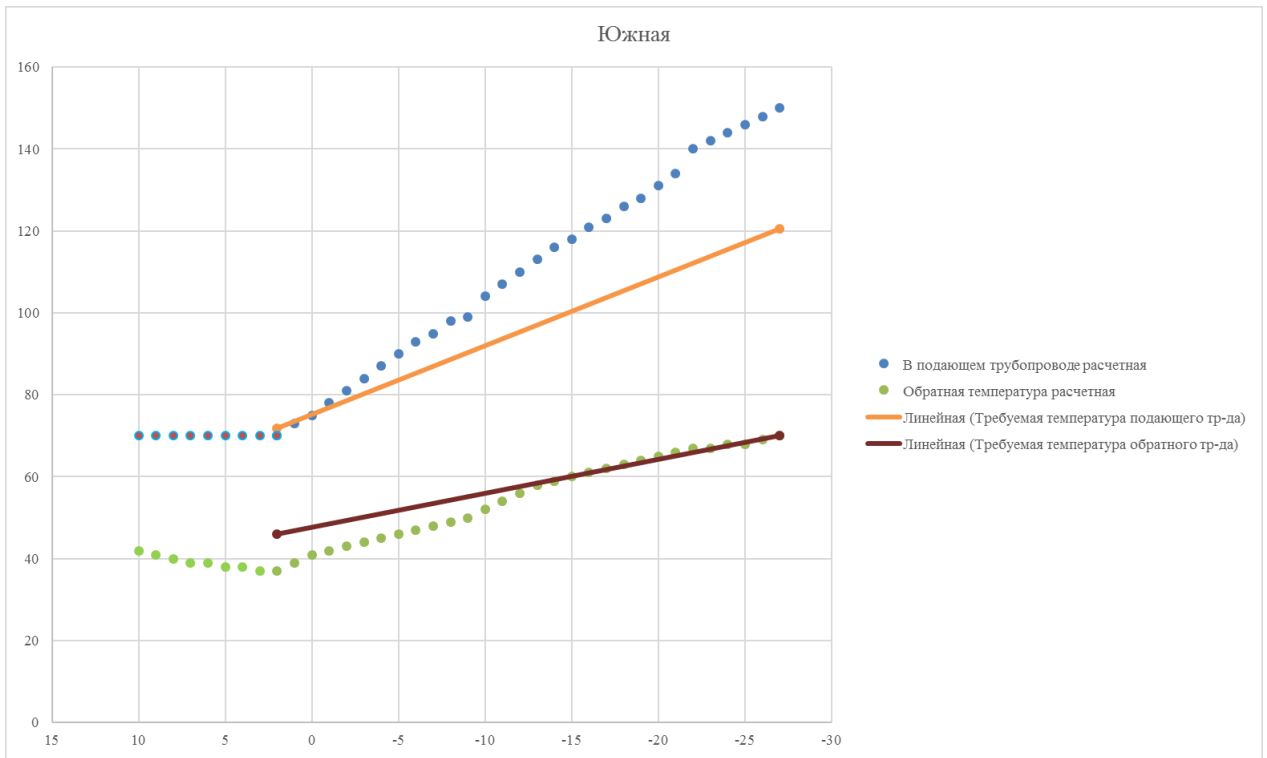


Рисунок 45 – Требуемый график теплоотпуска Южной котельной

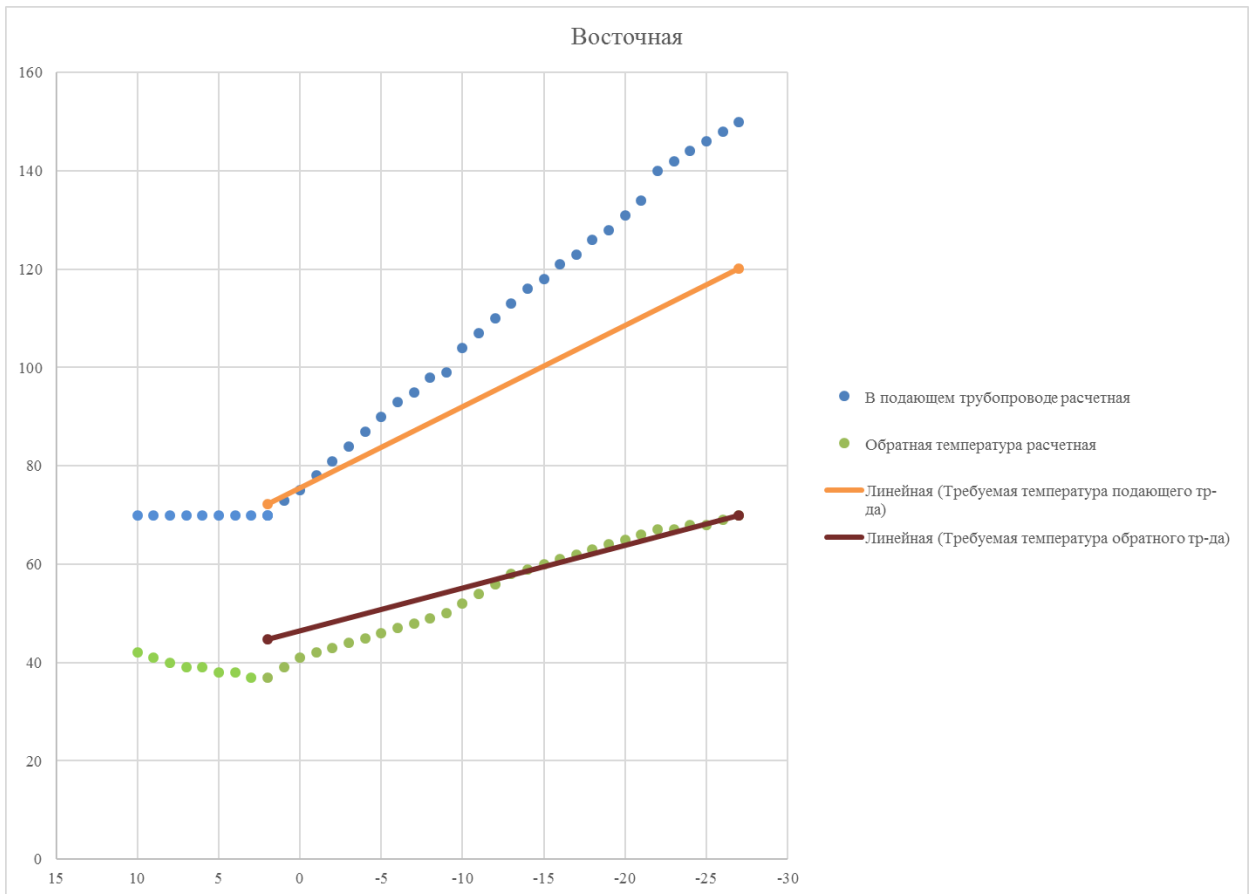


Рисунок 46 – Требуемый график теплоотпуска Восточной котельной

Поскольку обеспечение фактически меньших нагрузок относительно завышенным расходом является свершившимся фактом, можно отметить положительные свойства сниженного температурного графика 120/75 °С и 120/70 °С. 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 «перетокам» 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. В проекте Схемы теплоснабжения города Мурманска, для котельных Южная и Восточная, работающих по проектному графику 150/70 °С, принят температурный график качественного регулирования централизованного отпуска теплоты 120/70 °С, а для Мурманской ТЭЦ – 120/75 °С.

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 2019-2020 гг. на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» представлена в таблице 116.

Таблица 116 - Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019-2020 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 попаданием 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

Сводная таблица по количеству прорывов на тепловых сетях с учетом тепловых сетей ГВС по источникам АО «МЭС» за отопительный сезон 2012-2013 гг. представлена в таблице 117. Ретроспектива количества порывов на тепловых сетях АО «МЭС» с 2009 по 2012 год представлена в таблице 118. Статистика отказов на тепловых сетях за период 2015-2020 гг. отсутствует.

Таблица 117 – Количество порывов на тепловых сетях по источникам АО «МЭС» за отопительный сезон 2012-2013 гг.

Год	Месяц	Количество порывов на теплосети
2012	сентябрь	46
2012	октябрь	43
2012	ноябрь	36
2012	декабрь	23
2013	январь	22
2013	февраль	20
2013	март	19
2013	апрель	14
2013	май	15
Итого:		238

Таблица 118 – Ретроспектива количества порывов на тепловых сетях АО «МЭС»

Месяц	Год			
	2009	2010	2011	2012
январь	24	19	19	29
февраль	22	28	25	22
март	30	22	37	30
апрель	25	23	29	21
май	56	44	39	26
июнь	63	45	63	82
июль	58	31	39	23
август	43	40	63	29
сентябрь	24	31	48	30
октябрь	14	20	32	16
ноябрь	10	29	40	0
декабрь	16	27	22	0
Итого:	385	359	456	308

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 отдельно. 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 теплоснабжения, 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 теплоснабжения. 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 строительного-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 теплоснабжения.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплоснабжения 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 119 – 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 <i>d_n</i> , 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
	<i>t_{ср.г}</i> =50°С	<i>t_{ср.г}</i> =65°С	<i>t_{ср.г}</i> =90°С	<i>t_{ср.г}</i> =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 120 – 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 <i>d_n</i> , 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 121 – 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 122 – 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 123 – Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) водяными теплопроводами в непроходных каналах и при бесканальной прокладке, спроектированными в период с 1998 по 2003гг.

Условный проход теплопровода, 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 124 – 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 125 – 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), °С		
	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 126 – 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, °С		
	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:

$$G_{\text{утч.г}} = \frac{a \cdot V_{\text{ср.год}} \cdot n_{\text{год}}}{100} = m_{\text{у.год.н}} \cdot n_{\text{год}}, \text{ м}^3,$$

где:

a - норма среднегодовой утечки теплоносителя, ($\text{м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}^3$), 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;

$V_{\text{ср.год}}$ - среднегодовая емкость тепловой сети, м^3 ;

$n_{\text{год}}$ - продолжительность функционирования тепловой сети в течение года, ч;

$m_{\text{у.год.н}}$ - среднечасовая годовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, $\text{м}^3/\text{ч}$.

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 127. Потери тепловой энергии в тепловых сетях от котельных МУП «МУК» отсутствуют.

Таблица 127 – Потери тепловой энергии в тепловых сетях

Наименование показателя	Единица измерения	2017	2018	2019	2020
АО «Мурманская ТЭЦ»					
Мурманская ТЭЦ	Гкал	31906	30225	31544	29 851,0
Южная котельная	Гкал	32953	29321	27607	33 279,0
Восточная котельная	Гкал	23563	24695	24431	25 308,0
АО «МЭС»					
Мурманская ТЭЦ	Гкал	н/д	н/д	н/д	41 473,23
Южная котельная	Гкал	н/д	н/д	н/д	41 846,91
Восточная котельная	Гкал	н/д	н/д	н/д	28 986,43
Котельная "Северная"	Гкал	60169	56509	58465	55200
Котельная "Роста"	Гкал	14022	13902	14299	13854
Котельная "Абрам-Мыс"	Гкал	1840	1861	1821	1821
Котельная ТЦ «Росляково - 1»	Гкал	8626	9885	10323	8699
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Гкал	946	1103	1142	1089
Котельная «Фестивальная»	Гкал	-	-	-	1256
ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ					
Котельная №22	Гкал	н/д	н/д	1653	н/д
АО «ММТП»					
Котельная АО «ММТП», тепловые сети АО «ММТП» и ФГУП «Росморпорт»	Гкал	2087	2271	2325	2212

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 теплотребляющих 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.

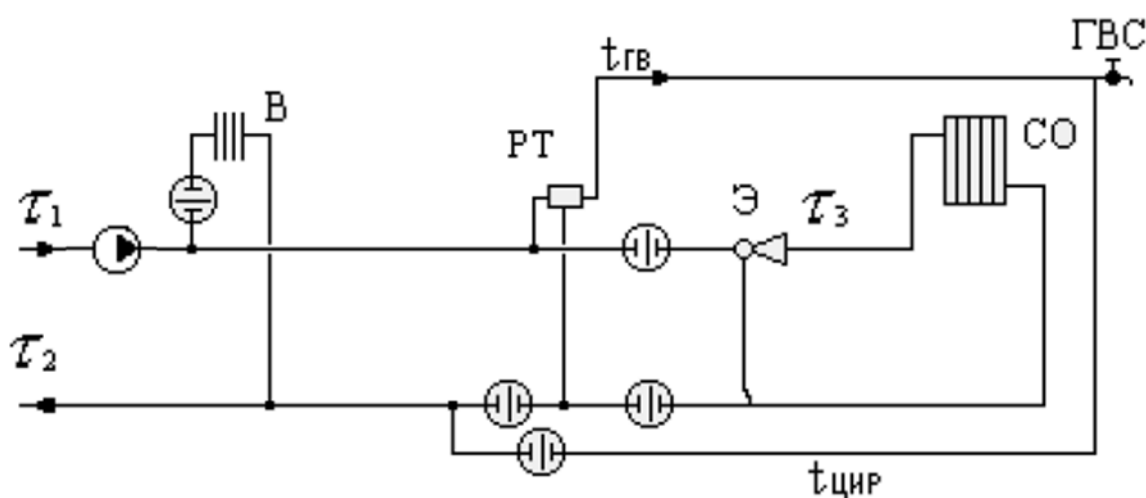


Рисунок 47 – Элеваторная схема присоединения потребителей

С начала 2014 года внедряются подключения детских садов и образовательных учреждений по схеме, представленной на рисунке 48.

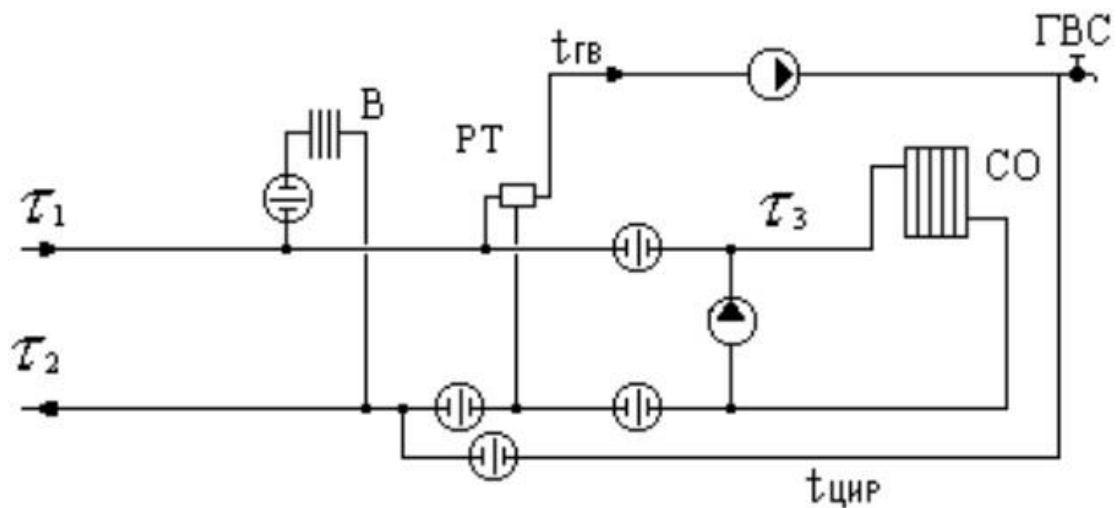


Рисунок 48 – Схема с открытым водоразбором на ГВС и насосным присоединением СО

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.

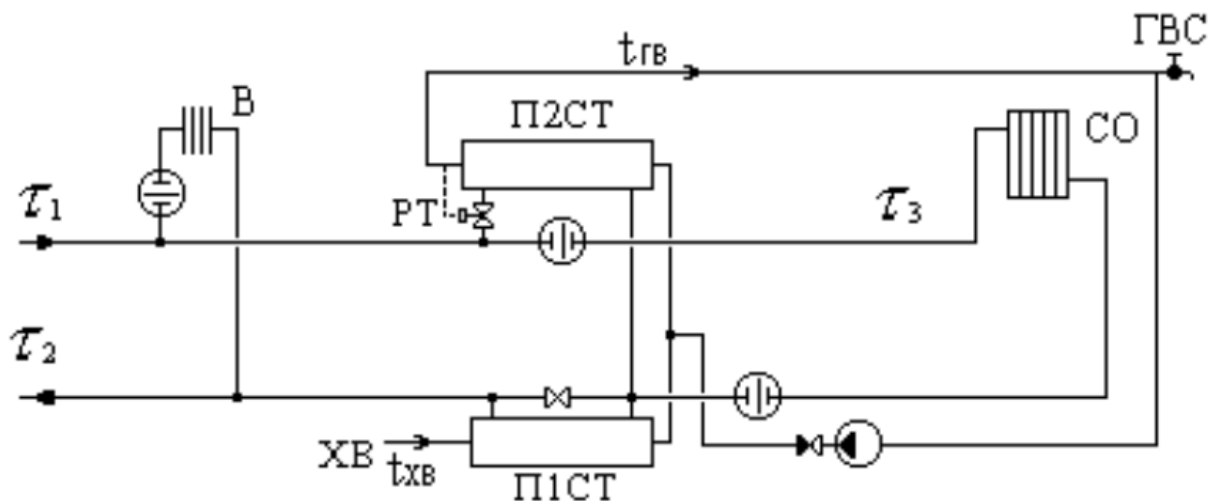


Рисунок 49 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления

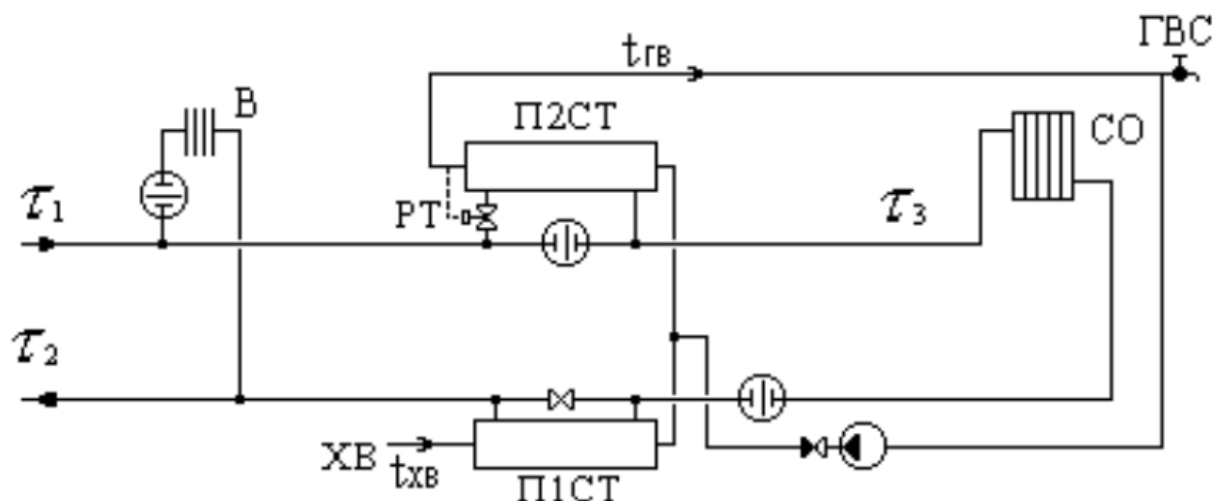


Рисунок 50 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и непосредственным присоединением системы отопления

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.

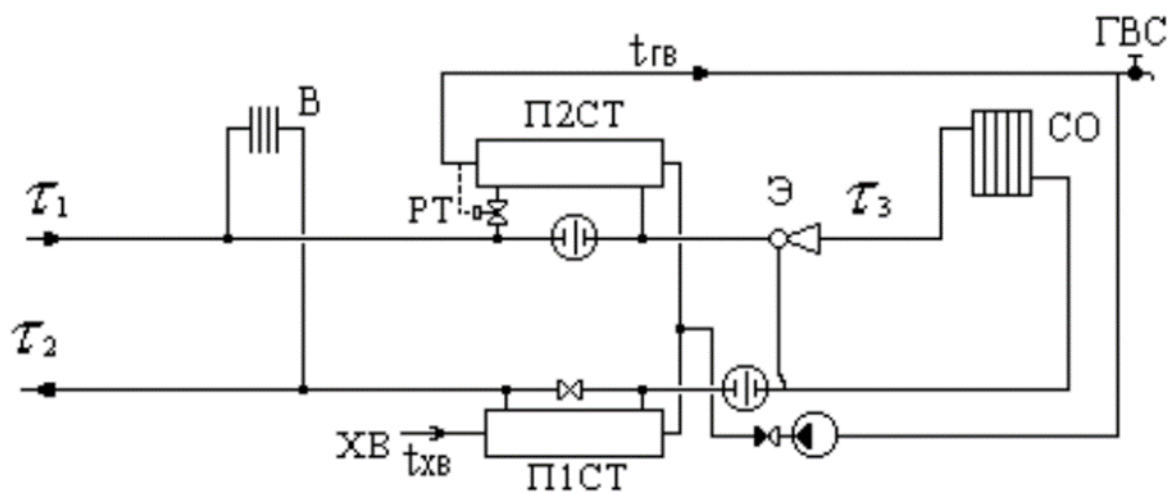


Рисунок 51 – Схема с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

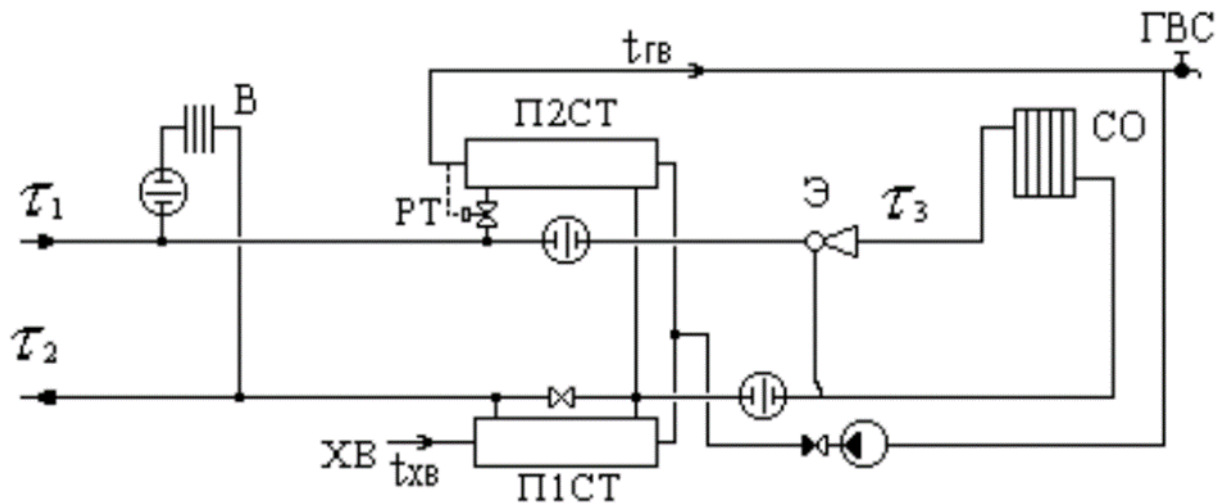


Рисунок 52 – Схема с двухступенчатым смешанным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

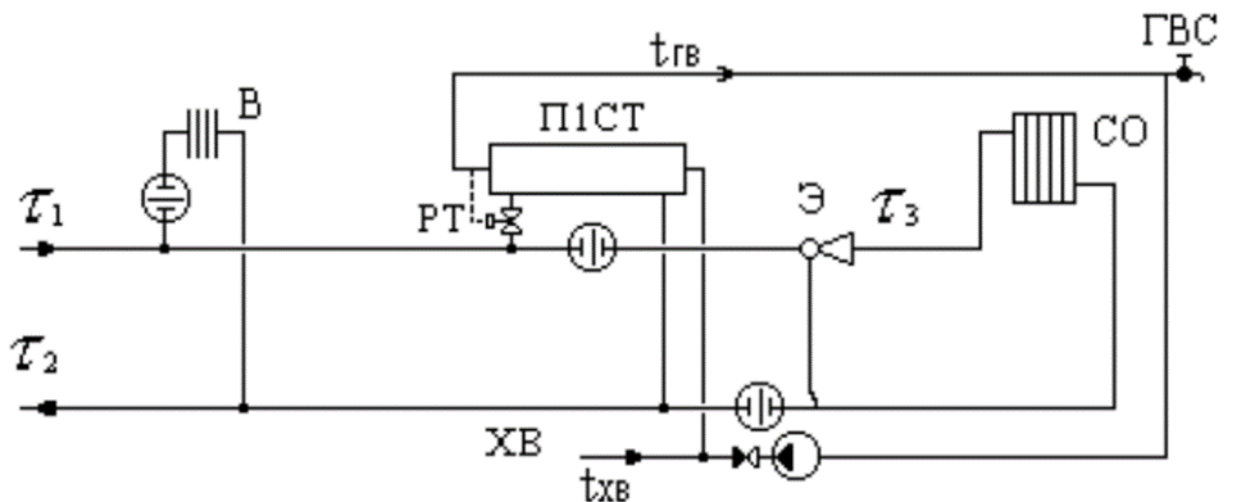


Рисунок 53 – Схема с параллельным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением системы отопления

Схема теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» - четырехтрубная, потребители тепловой энергии подключены по циркуляционной схеме подключения ГВС.

Потребители дизельной котельной МУП «МУК» 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 128 - 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:	2707	1391	774	903	1677
Мурманская ТЭЦ	1178	538	183	480	663
Южная котельная	977	465	369	272	641
Восточная котельная	552	388	222	151	373

в т.ч. потребители г. Кола

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 угольной и дизельной котельных 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 129.

Таблица 129 - ЦТП и НС находящиеся в эксплуатации у АО «МЭС»

№ п/п	Наименование	Адрес	График отпуска тепла
<i>Котельная «Северная»</i>			
1.	ЦТП «Северной промзоны»	ул. Промышленная, 15	150/70
2.	ЦТП-171 кв.	ул. П. Морозова, 4б	150/70
3.	ЦТП-175 кв.	ул. Свердлова, 17а	150/70
4.	ЦТП-202 кв.	ул. Калинина, 77а	150/70
5.	ЦТП-203 кв.	ул. Аскольдовцев, 30а	150/70
6.	ЦТП-204 кв.	ул. С. Ковалева, 20а	150/70
7.	ЦТП-207 кв.	ул. Сафонова, 6а	150/70
8.	Насосная 69 кв.	ул. Калинина, 29	95/70
9.	Насосная 62 кв.	пр. Г. Североморцев, 8а	95/70
10.	Насосная № 1	ул. Свердлова, 45а	150/70
11.	Насосная № 2	ул. Ч-Лучинского, 5а	150/70
12.	Насосная ПНД	ул. Лобова, 14а	150/70
13.	Насосная-Бредова (общий элеваторный узел)	ул. Капустина, 5а	95/70
14.	Насосная №4	ул. Миронова, 3а	150/70
15.	ЦТП п. Абрам-Мыс	п. Абрам-Мыс, пер. Охотничий	110/70
<i>Восточная котельная»</i>			
16.	ЦТП-1	ул. Скальная, 2а	150/70
17.	ЦТП-2	ул. Скальная, 26а	150/70
18.	ЦТП-3	ул. Старостина, 79а	150/70
19.	ЦТП-4	ул. Седова, 22а	150/70
20.	ЦТП-5	ул. Верхнеростинское шоссе, 9а	150/70
<i>Мурманская ТЭЦ</i>			
21.	ЦТП-34 кв.	ул. Октябрьская, 2б	95/70
22.	ЦТП-49 кв.	ул. К.Либкнехта, 15б	95/70
23.	ЦТП – кв. 2	ул. Книповича, 40а	95/70

№ п/п	Наименование	Адрес	График отпуска тепла
24.	ЦТП – кв. 2а	ул. Павлова, 12	95/70
<i>Южная котельная</i>			
25.	ЦТП – Чапаева, 10	ул. Чапаева, 10б	150/70
26.	ЦТП – Шевченко, 26а	ул. Шевченко, 26а	95/70
27.	ЦТП – Генералова, 2а	ул. Генералова, 2а	95/70
28.	ЦТП – Бондарная, 12а	ул. Бондарная, 12а	95/70
29.	ЦТП – Фадеев Ручей	ул. Прибрежная, 17/1	95/70
30.	ЦТП – Кирова, 31а	ул. Кирова, 31а	95/70
31.	Насосная 9 мкр.	пр. Кольский, 25а	150/70
32.	Насосная УМС	ул. Марата, 5а	150/70
33.	ЦТП – Фестивальная, 25а	ул. Фестивальная, 25а	130/70

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 бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Согласно предоставленным сведениям, в настоящее время бесхозные тепловые сети отсутствуют.

Решение по выбору организации, уполномоченной на эксплуатацию бесхозных 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 бесхозные 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 одиннадцати источников тепловой энергии:

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

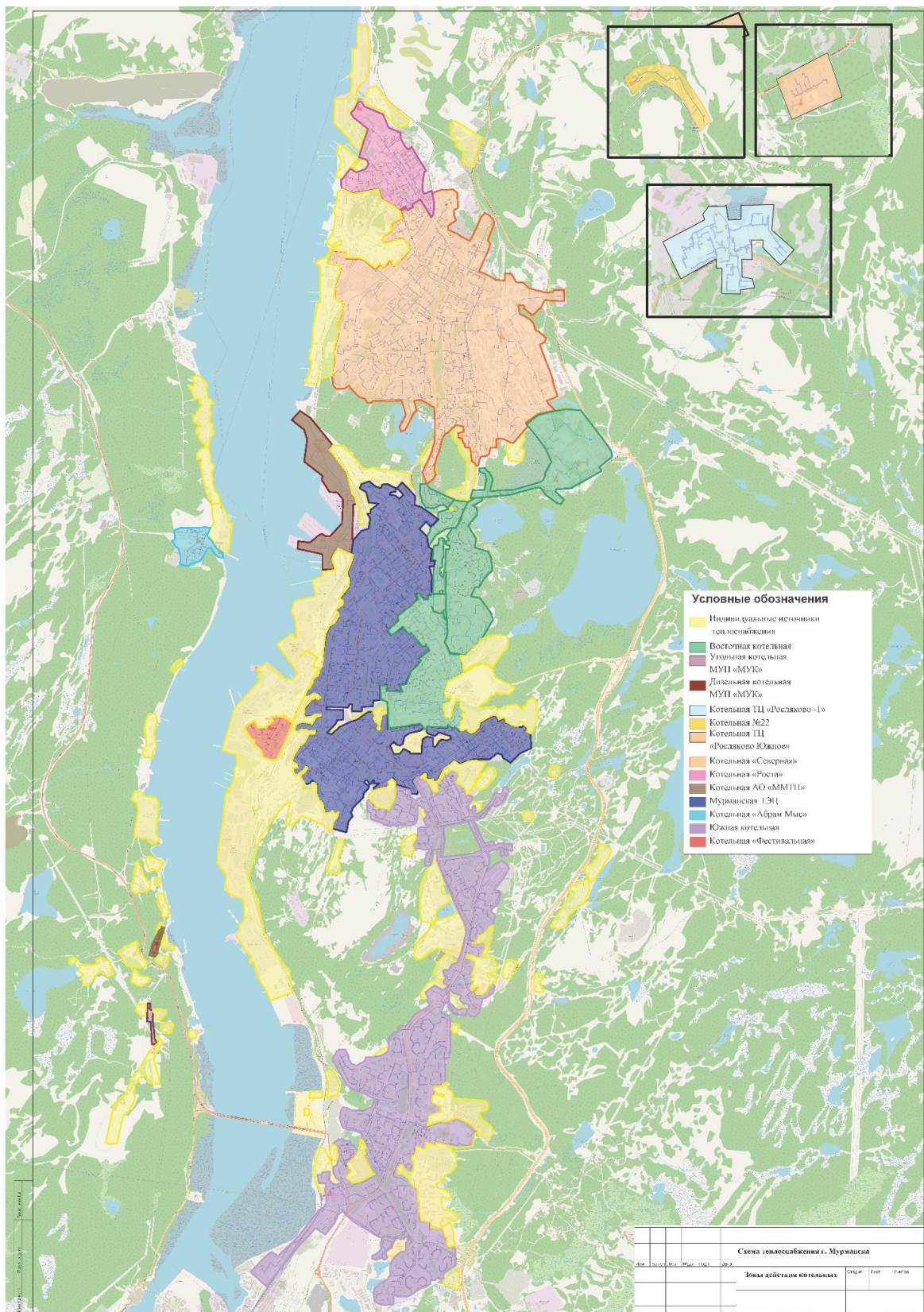


Рисунок 54. Зоны действия источников тепловой энергии г.Мурманск

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 2016-2020 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 2020 году составила 267 день (6408 ч). Среднемесячные температуры наружного воздуха представлены в таблице 130.

Таблица 130 – Среднемесячные температуры наружного воздуха

Период	Температура наружного воздуха				
	2016	2017	2018	2019	2020
январь	-16,5	-7,9	-9,4	-12,2	-8,7
февраль	-5	-7,6	-10,6	-9,5	-5,8
март	-2,4	-3,5	-8	-5,1	-3,8
апрель	1,8	-2	0,2	1,9	-1
май	8,9	2	7,6	4,6	5
июнь	10,5	6,8	9,6	8,6	10,7
июль	16,1	14,2	18,1	10,7	15,7
август	12,5	11,3	12,9	10,7	11,7
сентябрь	8,6	7,4	9	8,3	8,6
октябрь	3,5	1,9	1,4	-0,9	3
ноябрь	-3,9	-3,7	-0,1	-6,4	0,2
декабрь	-4,9	-8	-5,4	-4,5	-5,4

Расчетная температура воздуха внутри помещений принята +20 °С.

Расчетная температура наружного воздуха, согласно СП 131.133330.2018, составляет -30 °С.

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 131 и на рисунке 55.

Таблица 131 – Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

Наименование района	Всего	Жилые здания	Общественные	Прочие	Промышленные
	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	
Всего	1 037,47	736,14	267,61	5,36	28,36
Первомайский	354,13	266,53	75,22	0,07	12,31
Октябрьский	414,60	276,86	137,73	0,00	0,00
Ленинский	268,75	192,75	54,66	5,28	16,05

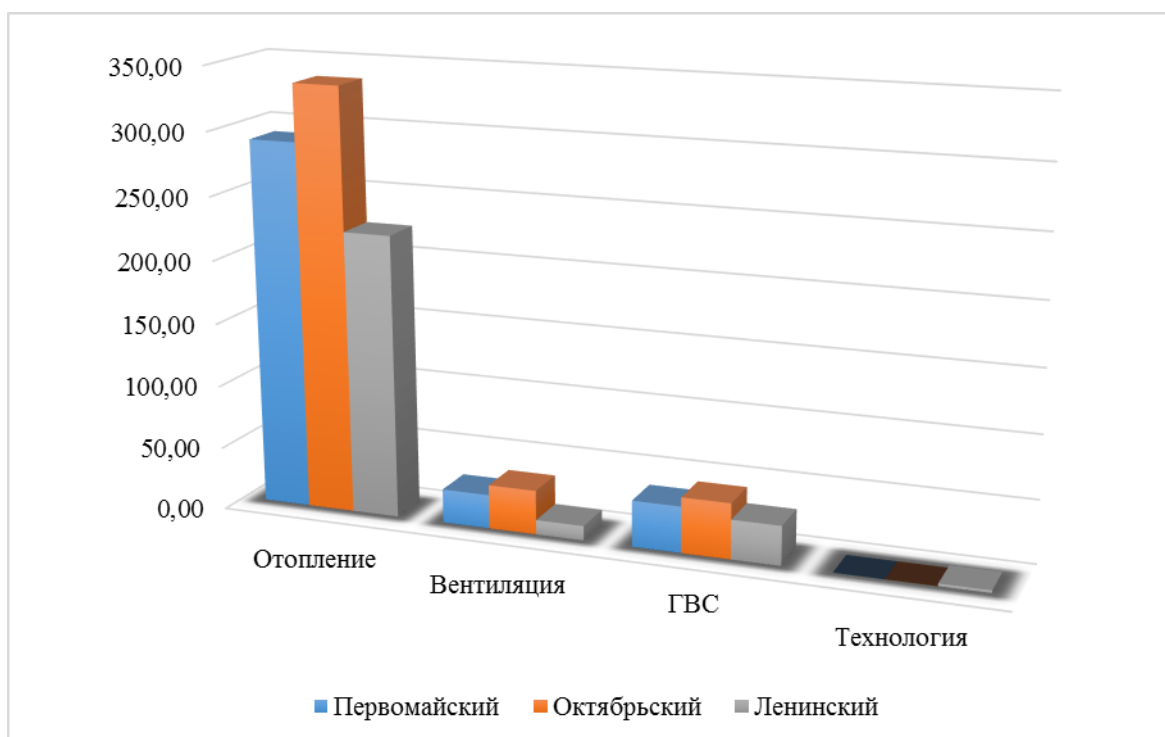


Рисунок 55. Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха

Потребители с наибольшей тепловой нагрузкой сосредоточены в Октябрьском округе. Данный округ – наименьший по площади, что позволяет сделать вывод, что в Октябрьском округе – 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 2020 год представлен в таблице 132.

Таблица 132. Значение полезного отпуска тепловой энергии в 2020 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	746396	85079	71 324	589 993
2	Южная котельная	910190	65425	75 126	769 639
3	Восточная котельная	499417	58 519	54 294	445 123
4	Котельная «Северная»	587 956,0	46 256,0	55 200,0	486 500,0
5	Котельная «Роста»	101 584,0	8 238,0	13 854,0	79 492,0
6	Котельная «Абрам-Мыс»	14 048,0	1 348,0	1 821,0	10 879,0
7	Котельная ТЦ «Росляково -1»	85 102,0	4 720,0	8 699,0	71 683,0
8	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	8 218,0	302,0	1 089,0	6 827,0
9	Котельная «Фестивальная»	10894,0	314,0	1256,0	9324,0
10	Угольная котельная МУП «МУК»	4 207,62	79,94	0,0	4 127,67
11	Дизельная котельная МУП «МУК»	3 022,65	27,20	0,0	2 995,45
12	Котельная АО «ММТП»	17864,41	1233,98	2211,85	14418,58
13	Котельная №22	20994,53	1790,58	1653,25	17550,7
14	Завод ТО ТБО	77 639,00	29 782,00	0,0	58 519,00

На основе отчетных данных, представленных в таблице выше, были получены значения расчетной тепловой нагрузки на коллекторах источников.

Таблица 133 - Значение полезного отпуска и расчетное значение тепловых нагрузок по источникам в 2020 году

№ п/п	Источник	Полезный отпуск тепловой энергии в 2020 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	589 993	167,81	16,827	22,32	206,953
2	Южная котельная	769 639	203,68	27,012	22,52	253,214
3	Восточная котельная*	445 123	118,93	15,245	16,37	150,547
4	Котельная «Северная»	486 500	133,282	15,774	16,91	165,97
5	Котельная «Роста»	79 492	22,572	2,339	4,34	29,25
6	Котельная «Абрам-Мыс»	10 879	3,008	0,342	0,56	3,91
7	Котельная ТЦ «Росляково -1»	71 683	18,836	2,959	2,64	24,44
8	Котельная ТЦ «Росляково Южная»	6 827	1,807	0,249	0,33	2,38
9	Котельная «Фестивальная»	9 324	2,996	0,259	0,44	3,69
10	Угольная котельная МУП «МУК»	4 128	0,978	0,183	0,00	1,16
11	Дизельная котельная МУП «МУК»	2 995	0,776	0,111	0,00	0,89
12	Котельная АО «ММТП»	14 419	3,67	0,55	0,65	4,87
13	Котельная №22	17 551	6,428	0,023	0,61	7,06

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

ождается.

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. Горького, 2/12.

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 134.

Таблица 134 – 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	557 488,86	589 992,77
Южная котельная	Гкал	717 460,76	769 639,09
Восточная котельная*	Гкал	415 673,64	445 122,57
Котельная «Северная»	Гкал	456 475,56	486 500,00
Котельная «Роста»	Гкал	75 096,79	79 492,00
Котельная «Абрам Мыс»	Гкал	10 225,44	10 879,00
Котельная ТЦ «Росляково -1»	Гкал	66 840,14	71 683,00
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	Гкал	6 344,96	6 827,00
Котельная «Фестивальная»	Гкал	8 753,60	9 324,00
Угольная котельная МУП «МУК»	Гкал	3 774,08	4 127,67
Дизельная котельная МУП «МУК»	Гкал	2 781,67	2 995,45
Котельная АО «ММТП»	Гкал	13 348,74	14 418,58
Котельная №22	Гкал	17 508,40	17 550,70

*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 135.

Таблица 135 – 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
Многokвартирные 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	-
Многokвартирные 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 136.

Таблица 136 – Нормативы потребления коммунальной услуги по горячему водоснабжению для населения города Мурманска

№ п/п	Категория жилых помещений	Норматив, куб. метр в месяц на человека
1	Многokвартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	3,2
2	Многokвартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	3,25
3	Многokвартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	3,31
4	Многokвартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами без душа	1,69
5	Многokвартирные и жилые дома с холодным и горячим водоснабжением, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душем	2,64
6	Многokвартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами сидячими длиной 1200 мм с душем	-
7	Многokвартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	-
8	Многokвартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами длиной 1650 - 1700 мм с душем	-
9	Многokвартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами и ваннами без душа	-
10	Многokвартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, водонагревателями <*>, водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, душами	-
11	Многokвартирные и жилые дома без водонагревателей <*>, с водопроводом и канализацией, оборудованные раковинами, мойками и унитазами	-
12	Многokвартирные и жилые дома без водонагревателей <*>, с холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные раковинами и мойками	-
13	Многokвартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, без водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами, ваннами, душами	-
14	Многokвартирные и жилые дома с холодным водоснабжением, без водоотведения, оборудованные умывальниками, мойками, унитазами	-
15	Многokвартирные 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	Многokвартирные и жилые дома без водонагревателей <*>, с холодным водоснабжением и водоотведением, оборудованные унитазами, раковинами, мойками, ваннами длиной 1500 - 1550 мм с душем	-
18	Многokвартирные 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	Многokвартирные 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	1,97

№ п/п	Категория жилых помещений	Норматив, куб. метр в месяц на человека
	Кольский, д. 128; ул. Полярные Зори, д. 11; ул. Пономарева, д. 14; ул. Сафонова, д. 19; ул. Сафонова, д. 21.	
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 137.

Таблица 137 – 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 138 представлено сравнение договорной и расчетной тепловой нагрузки, полученной путем пересчета потребления тепловой энергии в 2020 году на расчетную температуру наружного воздуха.

Таблица 138 - 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	284,214	184,63	99,581	64,96%
	Отопление, вентиляция	254,88	167,81	87,078	65,84%
	ГВС	29,33	16,83	12,503	57,37%
Южная котельная	Всего	304,96	230,70	74,268	75,65%
	Отопление, вентиляция	264,68	203,68	60,999	76,95%
	ГВС	40,28	27,01	13,269	67,06%
Восточная котельная	Всего	167,45	134,180	33,272	80,13%
	Отопление, вентиляция	145,98	118,935	27,044	81,47%
	ГВС	21,47	15,245	6,228	71,00%
Котельная «Северная»	Всего	190,056	149,056	41,000	78,43%
	Отопление, вентиляция	167,634	133,282	34,353	79,51%
	ГВС	22,422	15,774	6,648	70,35%
Котельная «Роста	Всего	27,694	24,911	2,783	89,95%
	Отопление, вентиляция	24,824	22,572	2,252	90,93%
	ГВС	2,870	2,339	0,531	81,50%
Котельная «Абрам Мыс»	Всего	3,769	3,350	0,419	88,89%
	Отопление, вентиляция	3,338	3,008	0,330	90,12%
	ГВС	0,431	0,342	0,089	79,34%
Котельная ТЦ «Росляково - 1»	Всего	19,844	21,795	-1,951	109,83%
	Отопление, вентиляция	17,234	18,836	-1,602	109,29%
	ГВС	2,610	2,959	-0,349	113,38%
Котельная ТЦ «Росляково Южная»	Всего	2,195	2,057	0,138	93,71%
	Отопление, вентиляция	1,890	1,807	0,083	95,62%
	ГВС	0,305	0,249	0,055	81,89%
Котельная «Фестивальная»	Всего	3,451	3,255	0,196	94,33%
	Отопление, вентиляция	3,130	2,996	0,134	95,71%
	ГВС	0,321	0,259	0,061	80,88%
Угольная котельная МУП «МУК»	Всего	0,928	1,161	-0,233	125,07%
	Отопление, вентиляция	0,770	0,978	-0,207	126,92%
	ГВС	0,158	0,183	-0,025	116,03%

Источник	Присоединенная тепловая нагрузка	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Соответствие договорной и расчетной тепловых нагрузок	
				Гкал/ч	%
Дизельная котельная МУП «МУК»	Всего	0,828	0,887	-0,059	107,09%
	Отопление, вентиляция	0,726	0,776	-0,050	106,86%
	ГВС	0,102	0,111	-0,009	108,71%
Котельная АО «ММТП»	Всего	14,030	4,226	9,804	30,12%
	Отопление, вентиляция	11,960	3,672	8,288	30,70%
	ГВС	2,070	0,554	1,516	26,76%
Котельная №22	Всего	2,637	5,908	-3,271	224,04%
	Отопление, вентиляция	2,602	5,885	-3,283	226,18%
	ГВС	0,035	0,023	0,012	64,90%

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 19,87% (Восточная котельная) до 35,04% (Мурманская ТЭЦ);
- АО «МЭС» - от 5,67% (котельная «Фестивальная») до 21,57% (котельная «Северная»);
- АО «ММТП – 69,88%.

И лишь на источниках МУП «МУК», АО «МЭС» (котельная ТЦ «Росляково-1») и ЖКС №1 (г.Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ 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 255,404 Гкал/ч или 24,99%.

Полученные значения расчетной тепловой нагрузки, не превышающей договорную, будут использованы при формировании тепловых балансов в последующих главах; для источников МУП «МУК» и ЖКС №1 (г.Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ 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 2020 г. представлены в таблице 139. 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 139 – 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	32,60
то же в %	%	11,40
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	253,4
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	22,32
то же в %	%	10,79
Потери в тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ»	Гкал/час	9,34
то же в %	%	4,51
Потери в тепловых сетях АО «МЭС»	Гкал/час	12,98
то же в %	%	6,27
Присоединенная (договорная) нагрузка	Гкал/час	284,21
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-53,13
	%	-20,97
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	184,63
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	167,4
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-39,55
	%	-23,63
Южная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	461,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	461,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	33,14
то же в %	%	7,19
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	427,86
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	22,52
то же в %	%	8,89
Потери в тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ»	Гкал/час	7,68
то же в %	%	3,94
Потери в тепловых сетях АО «МЭС»	Гкал/час	12,54
то же в %	%	4,95
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	230,70
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	327,86

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	74,65
	%	22,77
Восточная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	390,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	390,0
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	38,50
то же в %	%	9,87
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	351,5
Тепловая мощность, получаемая от АО «Завод ТО ТБО»	Гкал/час	15,41
Потери в тепловых сетях, в т.ч.	Гкал/час	16,37
то же в %	%	10,87
Потери в тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ»	Гкал/час	7,63
то же в %	%	5,07
Потери в тепловых сетях АО «МЭС»	Гкал/час	8,74
то же в %	%	5,80
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	134,2
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	251,5
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	116,4
	%	46,27
АО «МЭС»		
Котельная «Северная»		
Установленная мощность	Гкал/час	367,7
Располагаемая мощность	Гкал/час	341,2
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	12,85
то же в %	%	7,19
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	328,3
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	16,78
то же в %	%	10,12
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	149,1
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	298,3
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	132,5
	%	44,4
Котельная «Абрам-Мыс»		
Установленная мощность	Гкал/час	24,18
Располагаемая мощность	Гкал/час	21,89
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,41
то же в %	%	9,50
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	21,48
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,56
то же в %	%	14,32
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	3,35
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	6,48
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,57
	%	39,66
Котельная «Роста»		
Установленная мощность	Гкал/час	60,00
Располагаемая мощность	Гкал/час	55,16
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	2,58
то же в %	%	8,11
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	52,58
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	4,34
то же в %	%	14,84
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	24,91
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	25,08
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-4,17
	%	-16,62

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
Котельная ТЦ «Росляково - 1»		
Установленная мощность	Гкал/час	53,20
Располагаемая мощность	Гкал/час	47,88
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	1,44
то же в %	%	5,55
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	46,44
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	2,64
то же в %	%	10,82
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	21,80
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	38,04
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	13,60
	%	35,76
Котельная ТЦ «Росляково Южная»		
Установленная мощность	Гкал/час	7,38
Располагаемая мощность	Гкал/час	6,64
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,09
то же в %	%	3,67
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	6,55
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,33
то же в %	%	13,76
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	2,06
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	5,95
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	3,56
	%	59,91
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 %	%	2,16
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	8,92
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,38
то же в %	%	11,78
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	3,25
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	5,92
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,28
	%	38,54
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	0,0
то же в %	%	0,0
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	1,16
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,86
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,70
	%	37,52
Дизельная котельная		
Установленная мощность	Гкал/час	2,06
Располагаемая мощность	Гкал/час	2,06
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,01
то же в %	%	0,90
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	2,05
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,00

Наименование источника	Ед. измерения	Значение показателя
то же в %	%	0,00
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	0,89
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,03
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,15
	%	14,07
Котельная АО «Завод ТО ТБО»		
Установленная мощность	Гкал/час	54
Располагаемая мощность	Гкал/час	27
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	9
то же в %	%	36,8
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	18
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,05
то же в %	%	0,32
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	15,41
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,54
	%	14,11
Котельная АО «ММП»		
Установленная мощность	Гкал/час	14,03
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,03
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,35
то же в %	%	6,90
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	13,68
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,63
то же в %	%	14,90
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	4,23
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	7,43
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,57
	%	34,57
ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ по ОСК СФ		
Котельная №22		
Установленная мощность	Гкал/час	14,30
Располагаемая мощность	Гкал/час	14,30
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	0,33
то же в %	%	9,70
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	13,97
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,42
то же в %	%	15,81
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	2,64
Располагаемая тепловая мощность нетто при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	3,57
Резерв ("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,51
	%	14,40
ИТОГО г. Мурманск		
Установленная мощность	Гкал/час	1886,0
Располагаемая мощность	Гкал/час	1791,3
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал/час	134,2
то же в %	%	17,1
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1657,1
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	89,4
то же в %	%	11,4
Присоединенная (фактическая) нагрузка	Гкал/час	783,4

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 140 приведен перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии. Как видно из таблицы, дефицит тепловой мощности на источниках г. Мурманск наблюдается на Мурманской ТЭЦ и котельной «Роста», и составляет 39,55 Гкал/ч и 4,17 Гкал/ч соответственно.

Таблица 140 – Перечень резервов и дефицитов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии

Показатель	Размерность	Значение показателя
Мурманская ТЭЦ		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-39,55
	%	-23,63
Южная котельная		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	74,65
	%	22,77
Восточная котельная		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	116,4
	%	46,27
Котельная «Северная»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	132,5
	%	44,4
Котельная «Абрам-Мыс»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,57
	%	39,66
Котельная «Роста»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	-3,99
	%	-15,78
Котельная ТЦ «Росляково - 1»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	13,60
	%	35,76

Показатель	Размерность	Значение показателя
Котельная ТЦ «Росляково Южное»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	3,56
	%	59,91
Котельная «Фестивальная»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,28
	%	38,54
Угольная котельная МУП «МУК»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,70
	%	37,52
Дизельная котельная МУП «МУК»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,15
	%	14,07
Котельная АО «Завод ТО ТБО»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,54
	%	14,11
Котельная АО «ММТП»		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	2,57
	%	34,57
Котельная №22		
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,51
	%	14,40

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 141.

Таблица 141 – 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	8,5	5,0
Южная котельная	11,5	6,5	10,5	6,5
Восточная котельная	12,0	6,5	10,0	6,5

Располагаемый напор на Мурманской ТЭЦ и Восточной котельной составляет 55-65 м в. ст., на Южной котельной – 50 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 142.

Таблица 142 – 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 143.

Таблица 143 – 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» представлен в таблице 144.

Таблица 144 – Гидравлический режим работы головных участков тепловых сетей котельных МУП «МУК»

Источник	P ₁ , кгс/см ²	P ₂ , кгс/см ²
Угольная котельная	4,5	2,3
Дизельная котельная	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/см², 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/см².

Давление в подающем трубопроводе головного участка тепловых сетей котельной АО «ММТП» составляет 5,8 кгс/см², в обратном – 4,2 кгс/см². Располагаемый напор составляет 16 м в. ст.

Пар от котельной № 22 до бойлерной подается по паропроводу под давлением 14 кгс/см², 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 расположены два источника с дефицитом тепловой мощности - Мурманская ТЭЦ и котельная «Роста».

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.

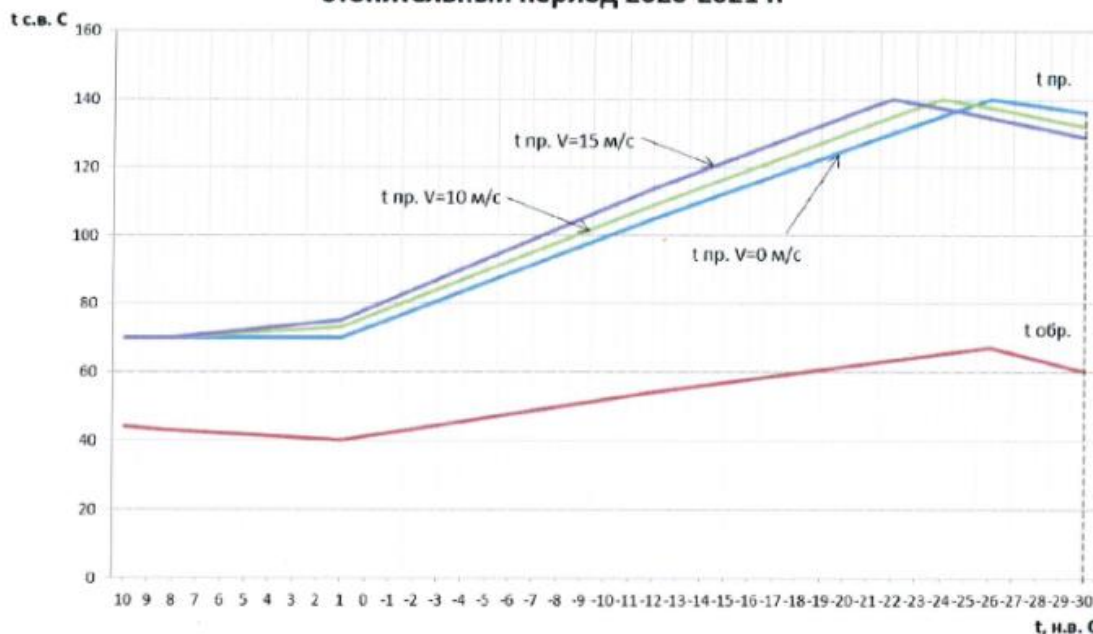
СОГЛАСОВАНО

Глава администрации г. Мурманска

Никора Е.В.

« » 2020 г.

Температурный график отпуска тепла от Мурманской ТЭЦ на отопительный период 2020-2021 г.



Температурный график отпуска тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ качественного регулирования, 150-70 °С, со срезкой по подающей 140 °С разработан с учетом ограниченной мощности источника при температурах наружного воздуха ниже -26 °С

Рисунок 56 – Температурный график регулирования отпуска тепловой энергии Мурманской ТЭЦ

При температуре наружного воздуха ниже минус 26°С наблюдается 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 котельной «Роста», 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.

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 рН питательной воды в соответствии с требованиями правил технической эксплуатации предусмотрена аммиачная обработка питательной воды. Исходная вода с жесткостью 300-400 мкг-экв/дм³ умягчается до величины жесткости 5 мкг-экв/дм³ и содержания кислорода 20 мкг/дм³ 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 145.

Таблица 145 – 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 - бкг/см
Na-катионитовые фильтры ФИПа 2 ступени (№ 5,6,7,8,9)	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 3,0 м рабочее давление - бкг/см ²
Подогреватель водяной ППВ	рабочее давление в трубах и межтрубном пространстве - 7 кгС/см ² 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 м ³ /час
Бак для расходного раствора соли	объем - 1 м ³
Насосы для подачи солевого раствора в солевой бак из ячеек соли 1,5Х-6Д-1-41(2шт.)	производительность - 6 м ³ /час
Ячейки мокрого хранения соли (2шт.)	объем - 2 м ³
Бак концентрированного раствора аммиака	объем - 0,1 м ³
Бак расходного раствора аммиака	объем - 3 м ³
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/дм³ и содержания кислорода 30 мкг/дм³. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 146.

Таблица 146 – 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 X-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 147.

Таблица 147 – 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.) X-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 148.

Таблица 148 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Северная»

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовые фильтры 1 ступени №1,2,3	диаметр фильтра - 3,0м высота фильтра - 4,46 м объем – 92м ³
Na-катионитовые фильтры 2 ступени №1,2	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 2,0 м объем – 92м ³
Na-катионитовые фильтры 2 ступени №3,4,5,6,7	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.) X-8/11-Д	-
Ванна мокрого хранения соли	объем – 60 м ³

Котельная «Роста»

На котельной для восполнения потерь теплоносителя используют химически обессоленную воду. В процессе водоподготовки применяется двухступенчатое Na - катионирование. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 149.

Таблица 149 – 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 (2шт.)	объем - 3 м ³ объем - 8 м ³
Насосы для подачи соли (2 шт.) X-8/11-Д	-
Ванна мокрого хранения соли	объем – 60 м ³

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 150.

Таблица 150 – Технические характеристики установки ХВО на котельной «Абрам-Мыс»

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовые фильтры 1 ступени №1,2	диаметр фильтра – 1,0 м высота фильтра - 2,4 м объем – 92м ³
Na-катионитовый фильтр 2 ступени №3	диаметр фильтра – 1,5 м высота фильтра - 2,4 м объем – 92м ³
Бак солерастворитель	объем - 3 м ³

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 151.

Таблица 151 – Технические характеристики установки ХВО на котельной ТЦ «Росляково-1»

Наименование оборудования	Технические характеристики
Na-катионитовые фильтры 1 ступени №1,2,3	диаметр фильтра – 1,5 м высота фильтра - 2,2 м объем – 3,9м ³

На котельной ТЦ «Росляково Южное» ХВО отсутствует.

1.7.1.3. МУП «МУК»

Установка ХВО предусмотрена на обеих котельных. На угольной котельной МУП «МУК» также установлен бак взрыхления.

1.7.1.4. 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 находится 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.

1.7.1.5. ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ

На котельной №22 предусмотрена установка ХВО использующая в качестве ионита сульфоуголь. Технические характеристики установки ХВО представлены в таблице 152.

Таблица 152 – Технические характеристики установки ХВО на котельной №22 ЖКС №1 (филиала) ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ

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 м ²
Na-катионитовые фильтры ФИПа 1 - 1,5-0,6-Na	диаметр фильтра - 1,5м высота фильтра - 2,0 м объем – 3,54 м ²
Na-катионитовые фильтры ФИПа 11 – 1,0-0,6-Na	диаметр фильтра - 1,0м высота фильтра - 2,0 м объем – 1,6 м ²
Na-катионитовые фильтры ФИПа 11 - 1,5-0,6-Na	диаметр фильтра - 1,0м высота фильтра - 2,0 м объем – 1,6 м ²
Бак солерастворитель	объем - 1 м ³

1.7.1.6. 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 153.

Таблица 153 – 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»	800
Котельная «Роста»	200
Котельная «Абрам-Мыс»	25
Угольная котельная МУП «МУК»	3
Дизельная котельная МУП «МУК»	1,1

Тип и наименование источника	Производительность ВПУ, т/ч
Котельная АО «ММТП»	40
Котельная ТЦ «Росляково-1»	3
Котельная ТЦ «Росляково Южное»	2
Котельная «Фестивальная»	3
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 ($\text{м}^3/\text{ч}$) 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_M) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром (D_u) 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_3 , $\text{м}^3/\text{ч}$) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{TC} + G_M,$$

где G_M – 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_{TC} – объем воды в системах теплоснабжения, м^3 .

Для открытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , $\text{м}^3/\text{ч}$) составляет:

$$G_3 = 0,0025 V_{TC} + G_{ГВМ},$$

где $G_{ГВМ}$ – максимальный расход воды на горячее водоснабжение, м^3 .

Расчетная производительность водоподготовительных установок теплоисточников г. Мурманск приведена в таблице 154.

Таблица 154 – 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 МУП «МУК»	Котельная АО «ММТП»	Котельная АО «Завод ТО ТБО»	Котельная ТЦ «Росляково -1»	Котельная ТЦ «Росляково Южное»	Котельная №22
Располагаемая производительность ВПУ	м ³ /ч	200	275	100	800	200	25	3	3	1,1	40	-	3	2	2
Потери располагаемой производительности	%	0	0	0	0	0	0	0	10	10	0	0	0	0	0
Количество баков-аккумуляторов 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	46,0	36,0	45,0	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	46,0	36,0	45,0	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	46,0	36,0	45,0	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	231,24	322,8	197,76	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	154,0	239,0	55,0	569,5	199,1	24,96	2,93	2,95	1,06	39,84	-	2,37	1,9	1,9
Доля резерва	%	77,0	86,9	55,0	71,2	99,6	98,8	97,8	98,4	96,6	99,6	-	78,98	97,1	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 теплоснабжения 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 155.

Таблица 155 – Максимальный расход аварийной подпитки систем теплоснабжения г. Мурманск

Наименование источника системы теплоснабжения	Максимальный расход дополнительной аварийной подпитки, м³/ч
Мурманская ТЭЦ	231,24
Южная котельная	322,8
Восточная котельная	197,76
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 МУП «МУК»	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 МУП «МУК»;
- 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 соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия».

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Мурманскую ТЭЦ за период с 2016 по 2020 гг., представлена в таблице 156.

Таблица 156 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2016	2017	2018	2019	2020
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 563	9 525	9 568	9 510	9 600

Топливо-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ за 2016 - 2020 гг. представлены в таблице 157. Расход условного топлива на Мурманской ТЭЦ графически в виде диаграммы представлен на рисунке 57.

Таблица 157 – Топливо-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Расход топлива						
условное топливо	т у.т.	124 670	130 191	122 092	126 001	120 369
натуральное (сухое) топливо	т	91 249	95 675	89 315	92 743	87 769
Производство тепловой энергии	Гкал	784 372	815 437	765 378	781 948	746 396
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал	99 890	100 565	93 976	89 924	85 079
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	684 482	714 872	671 402	692 024	661 317



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 соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Восточную котельную за период с 2016 по 2020 гг., представлена в таблице 158.

Таблица 158 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2016	2017	2018	2019	2020
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 666	9 730	9 598	9 521	9 712

Топливо-энергетические балансы Восточной котельной за 2016 - 2020 гг. представлены в таблице 159. Расход условного топлива Восточной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 58.

Таблица 159 – Топливо-энергетические балансы Восточной котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Расход топлива:						
условного (мазут)	т.у.т.	78 256	81 230	74 386	78 645	77 551
натурального (сухое)	т	56 671	58 437	54 250	57 821	55 894
Производство тепловой энергии	Гкал	507 605	521 003	470 353	490 939	489 184
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал	61 364	58 904	47 480	51 835	46 962
Отпуск тепловой энергии с коллекторов (от сжигания топлива)	Гкал	455 241	472 427	432 758	459 113	442 222
от использования т.эн. АО "Завод ТО ТБО"	Гкал	68 693	76 475	75 552	54 417	57 195
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	522 565	547 397	506 875	512 054	499 417



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 соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на Южную котельную за период с 2016 по 2020 гг., представлена в таблице 160.

Таблица 160 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2016	2017	2018	2019	2020
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 669	9 574	9 569	9 611	9 384

Топливо-энергетические балансы Южной котельной за 2016 - 2020 гг. представлены в таблице 161. Расход условного топлива Южной котельной графически в виде диаграммы представлен на рисунке 59.

Таблица 161 – Топливо-энергетические балансы Южной котельной

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Расход топлива						
условного	т.у.т.	153 333	158 860	149 166	154 750	143 559
натурального (мазут)	т	111 001	115 781	109 112	112 703	107 087
Производство тепловой энергии	Гкал	968 850	100 8807	947 627	984 017	910 190
Собственные и хозяйственные нужды	Гкал	67 152	72 348	67 965	71 841	65 425
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	901 698	934 401	877 785	910 176	844 765



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 9520 ккал/кг.

Топливо-энергетические балансы котельной АО «Завод ТО ТБО» за 2016 – 2020 гг. представлены в таблице 162. Расход условного топлива на котельной АО «Завод ТО ТБО» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 60.

Таблица 162 – Топливо-энергетические балансы котельной АО «Завод ТО ТБО»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Расход топлива						
Твердого (ТБО)						
твердого топлива	т	67 784	63 480	65 236	74 909	65 018
условного	т.у.т	18 510	12 696	13 047,2	14 981,8	13 003,6
Жидкого (мазут)						
жидкого	т	223	219	340,8	390	216,3
условного	т.у.т	305	298	463	530	294
Производство тепловой энергии	Гкал	121 641	127 555	130 798	113 495	77 639
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	76 324	85 298	84 002	72 950	58 519



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 2016 по 2020 гг., представлена в таблице 163.

Таблица 163 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2016	2017	2018	2019	2020
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 641	9 480	9 461	9 509	9 508

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной «Северная» за 2016 - 2020 гг. представлены в таблице 164. Расход условного топлива на котельной «Северная» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 61.

Таблица 164 – Топливо-энергетические балансы котельной «Северная»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Расход топлива						
условного	т.у.т.	98 245,7	102 986,5	98 976,16	102 816,58	95 432,24
натурального (мазут)	т	71 336,1	76 047,79	73 226,79	75 691	70 262,25
Производство тепловой энергии	Гкал	600 186	626 203	599 068	639 015	587 956
Собственные нужды	Гкал	31 972	33 261	31 883	46 158	42 248
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	568 214	592 942	567 185	591 857	545 708



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 2016 по 2020 гг., представлена в таблице 165.

Таблица 165 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2016	2017	2018	2019	2020
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 642	9 482	9 462	9 512	9 524

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной «Роста» за 2016 – 2020 гг. представлены в таблице 166. Расход условного топлива котельной «Роста» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 62.

Таблица 166 – Топливо-энергетические балансы котельной «Роста»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Расход топлива						
условного	т.у.т.	16 788,8	17 331,66	17 993,86	17 045,86	15 560,26
натурального (мазут)	т	12 188,67	12 795,53	13 312,12	12 544,85	11 436,14
Производство тепловой энергии	Гкал	106 889	108 065	103 785	104 829	101 584
Собственные нужды	Гкал	10 585	9 916	9 036	8 445	8 238
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	96 304	98 149	94 749	96 384	93 346



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 2016 по 2020 гг., представлена в таблице 167.

Таблица 167 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2016	2017	2018	2019	2020
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 651	9 481	9 464	9 510	9 511

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной «Абрам-Мыс» за 2016 - 2020 гг. представлены в таблице 168. Расход условного топлива котельной «Абрам-Мыс» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 63.

Таблица 168 – Топливо-энергетические балансы котельной «Абрам-Мыс»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Расход топлива						
условного	т.у.т.	3 086,77	2 997,85	2 903,11	2 985,53	2 796,78
жидкого (мазут)	т	2 238,84	2 213,31	2 147,25	2 197,50	2 058,34
Производство тепловой энергии	Гкал	15 639	15 484	15 010	15 016	14 048
Собственные нужды	Гкал	1 886	1 922	1 816	1 409	1 335
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	13 753	13 562	13 194	13 607	12 713



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 2016 по 2020 гг., представлена в таблице 169.

Таблица 169 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2016	2017	2018	2019	2020
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	9 658	9 481	9 463	9 519	9 554

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково-1» за 2016-2020 гг. представлены в таблице 170. Расход условного топлива котельной ТЦ «Росляково -1» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 64.

Таблица 170 – Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково-1»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Расход топлива:						
условного топлива	т.у.т.	14 738,8	15 942,04	15 436,9	15 676,2	14 027,7
жидкого топлива (мазут)	т	10 682,7	11 770,41	11 418,6	11 528	10 277,9
Производство тепловой энергии	Гкал	90 514	92 278	80 414	86 853	85 102
Собственные нужды	Гкал	8 390	5 762	5 063	4 985	4 720
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	82 124	86 516	75 351	81 868	80 382



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 2016 по 2020 гг., представлена в таблице 171.

Таблица 171 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2016	2017	2018	2019	2020
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	5 292	5 180	5 188	5 050	5 040

Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково Южное» за 2016-2020 гг. представлены в таблице 172. Расход условного топлива котельной ТЦ «Росляково Южное» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 65.

Таблица 172 – Топливо-энергетические балансы котельной ТЦ «Росляково Южное»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Расход топлива:						
условного топлива	т.у.т.	3 709,02	3 252,17	2 796,66	3 754,07	3 038,5
твердого топлива	т	4 906,2	4 394,84	3 773,54	5 203,76	4 220,13
Производство тепловой энергии	Гкал	15 440	9 072	8 631	9 281	8 218
Собственные нужды	Гкал	618	350	294	349	302
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	14 822	8 722	8 337	8 932	7 916



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 2020 г. составляет 9509 ккал/кг.

Топливо-энергетический баланс котельной за 2020 г. представлен в таблице 173.

Таблица 173 – Топливо-энергетический баланс котельной «Фестивальная»

Наименование показателя	Ед. изм.	2020
Расход топлива:		
условного топлива	т.у.т.	1 749,12
жидкого топлива (мазут)	т	1 287,62
Производство тепловой энергии	Гкал	10 894
Собственные нужды	Гкал	235
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	10 659

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 2016 по 2020 гг., представлена в таблице 174.

Таблица 174 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2016	2017	2018	2019	2020
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	5 500	5 500	5 390	5 390	5 494

Топливо доставляется железнодорожным транспортом. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы угольной котельной МУП «МУК» за 2016 - 2020 гг. представлены в таблице 175. Расход условного топлива котельной МУП «МУК» графически в виде диаграммы представлен на рисунке бб.

Таблица 175 – Топливо-энергетический баланс угольной котельной МУП «МУК»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Расход топлива						
условного	т.у.т	2 127,7	2 009,81	1 761,68	1 868,0	1947,37
твердого (уголь)	т	2 707,96	2 610,14	2 287,90	2 425,95	2481
Производство тепловой энергии	Гкал	4 547,47	4 464,61	3 841,39	4 099,13	4207,616
Собственные нужды	Гкал	86,39	84,83	73,46	77,88	79,943
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	4 461,07	4 379,78	3 767,94	4 021,25	4127,673



Рисунок бб – Расход условного топлива на угольной котельной МУП «МУК»

1.8.1.12. Виды и количество используемого основного топлива дизельной котельной МУП «МУК»

На дизельной котельной МУП «МУК» в пос. Дровяное в качестве основного топлива используется топливо дизельное Л-0,2-62.

Низшая теплотворная способность топлива, поставляемого на котельную за период с 2016 по 2020 гг., представлена в таблице 176.

Таблица 176 – Низшая теплотворная способность топлива

Год	2016	2017	2018	2019	2020
Низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг	10 023	10 023	10 150	10 150	10 241

Топливо на котельную завозится автоцистерной. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы дизельной котельной МУП «МУК» за 2016 - 2020 гг. представлены в таблице 177. Расход условного топлива котельной МУП «МУК» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 67.

Таблица 177 – Топливо-энергетический баланс дизельной котельной МУП «МУК»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Расход топлива						
условного	т.у.т	411	412,6	434,6	495,6	474,18
жидкого топлива (диз.топливо)	т	287,04	288,1	299,7	341,8	324,1
Производство тепловой энергии	Гкал	2 698,9	2 690,0	2 821,0	3 239,8	3 022,645
Собственные нужды	Гкал	24,3	24,2	25,4	29,2	27,199
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	2 674,6	2 665,8	2 795,6	3 210,7	2995,446



Рисунок 67 – Расход условного топлива на дизельной котельной МУП «МУК»

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 2016 по 2020 гг., представлена в таблице 178.

Таблица 178 – Низшая теплотворная способность (влажного топлива)

Год	2016	2017	2018	2019	2020
Низшая теплотворная способность (влажного топлива), ккал/кг	9 596	9 717	9 420	9 590	9 590

Топливо-энергетические балансы котельной АО «ММТП» за 2016 - 2020 гг. представлены в таблице 179. Расход условного топлива котельной АО «ММТП» графически в виде диаграммы представлен на рисунке 68.

Таблица 179 – Топливо-энергетические балансы котельной АО «ММТП»

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Расход топлива						
жидкого топлива (мазут)	т	2396,86	2286,87	2209,70	2247,28	2182,3
условного топлива	т у.т.	3283,70	3133,01	3027,29	3078,77	2989,76
Производство тепловой энергии	Гкал	17888,99	19003,99	18342,78	18778,75	17864,41
Собственные нужды	Гкал	1 431,12	1 319,28	1 267,02	1 297,13	1 233,98
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	16457,87	17684,71	17075,76	17481,62	16630,43

Расход условного топлива, т.у.т.

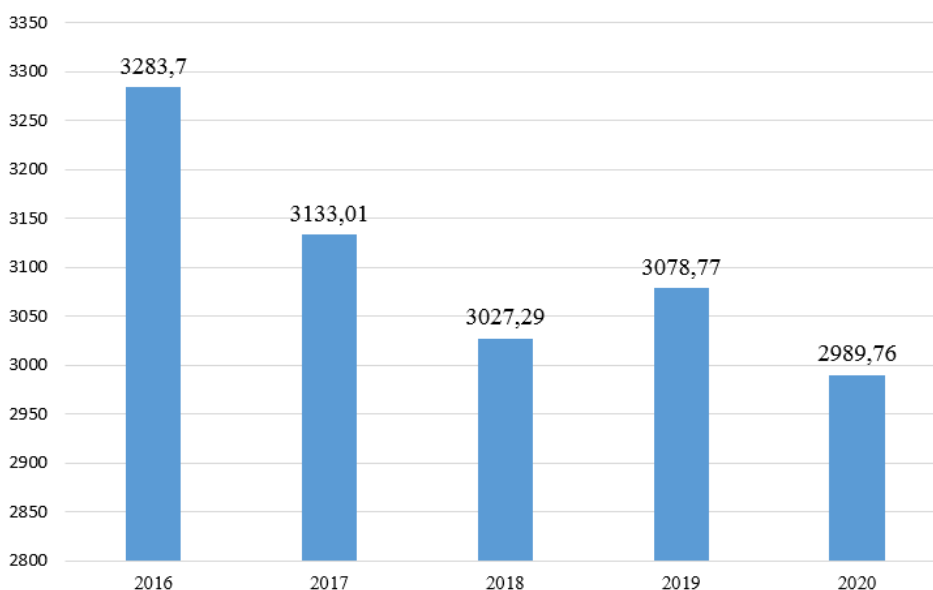


Рисунок 68 – Расход условного топлива на котельной АО «ММТП»

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 2019 г., составляет 9 900 Ккал/кг. Сведения об особенностях поставок топлива в зимние-летние периоды отсутствуют.

Топливо-энергетические балансы котельной №22 за 2016 - 2020 гг. представлены в таблице 180 (данные за 2017, 2018 и 2020 года отсутствуют). Котельная передана в эксплуатацию в 2017 году.

Таблица 180 – Топливо-энергетические балансы котельной №22

Наименование показателя	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
Расход топлива:						
условного топлива	т.у.т.	2970	н/д	н/д	2601,2	н/д
жидкого топлива (мазут)	т	2168	н/д	н/д	1839,23	н/д
Производство тепловой энергии	Гкал	14356	н/д	н/д	20994,53	н/д
Собственные нужды	Гкал	1093	н/д	н/д	1790,58	н/д
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал	13263	н/д	н/д	19203,95	н/д

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 соответствии 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 соответствии ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия». Исключение составляют котельная ТЦ «Росляково Южное» и угольная котельная МУП «МУК», на которых в качестве топлива используется каменный уголь. На дизельной котельной МУП «МУК» основным топливом является дизельное топливо. На котельной АО «Завод ТО ТБО» в качестве сжигаемого топлива используются несортированные твердые бытовые отходы.

В качестве основного и резервного топлива на котельных АО «Мурманская ТЭЦ», АО «МЭС» (кроме котельной ТЦ «Росляково Южное») используется мазут марки М-100 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 69.

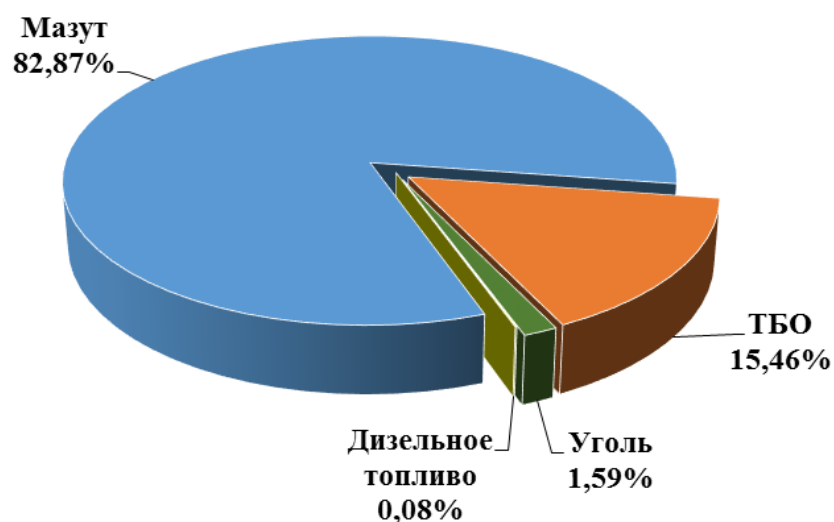


Рисунок 69 – Количественное соотношение видов топлива, используемых на источниках тепловой энергии города Мурманска

Ниже представлены паспорта качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ», АО «МЭС», АО «ММТП» и ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ ПО ОСК СФ.



Выпуск публикует федеральное общество
«Акционерное общество компания «Башнефть» «Башнефть-ИИП»
Юридический адрес:
Почтовый адрес: 450077, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Карла Маркса, д.30, п.1
Адрес производства:
Республика Башкортостан, 450025, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Уильямса, 74
e-mail: info_bnt@bntneft.ru, тел. 8(347)242-55-17, факс 8(347)242-55-73
Исполнительный центр – управление контроля качества (ИЦК)
Республика Башкортостан, 450025, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Уильямса, 74
e-mail: info_bnt@bntneft.ru, тел. 8(347)242-55-17, факс 8(347)242-55-73

ПАСПОРТ № 1604

Мазут топливный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013

Документ о соответствии ЕАЭС и ЕВРО Д-РО АЛЖ6.0.05832
Срок действия - по 14.03.2021



Обозначение документа, устанавливающего требования к топливу:
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О требованиях к
дизельному топливу и авиационному керосину, авиационному топливу, керосину для
авиационных двигателей и мазуту» (Регламент Таможенного союза от 28.10.2011 г.)
№ 370, Приложение 2;
ГОСТ 10585-2013 «Керосин нефтяной. Мазут. Технические условия»
код ОКП 021 10 20 20 112
Итого партий: 2504
Дата выпуска партии: 16.03.2018
Итого партий (всего): 2547 (всего)
Место отбора проб (по ГОСТ 3157-2012): отстойник № 83
Уровень, мм (всего): 3022,5 мм
Дата отбора проб: 16.03.2018
Дата окончания испытаний: 16.03.2018
Паспорт № 001360-05, заводской № 1604 от 16.03.2018 № 1604

Номер пункта	Метод испытаний	Норма по ТР ТС 012/2011	Норма по ГОСТ 10585-2013	Фактическое значение
1. Вязкость условная при 100 °С, г/см ² 80	ГОСТ 8230-85	-	не более 6,50	6,0
2. Зольность, % для мазута, общего	ГОСТ 1441-75	-	не более 0,14	0,10
3. Мазута для минеральной смазки, %	ГОСТ 6370-83	-	не более 1,0	0,30
4. Мазута для судов, %	ГОСТ 3107-2014	-	не более 1,0	0,1
5. Содержание сероокислительных кислот и соединений	ГОСТ 9207-74	-	по требованию потребителя	по требованию
6. Мазута для судов, %	ГОСТ 3219-2014	не более 3,5	не более 3,50	3,23
7. Мазута для судов, %	ГОСТ 3250-2013	не более 10	не более 10	9,1
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4935-2014	-	не менее 100	150
9. Температура вспышки, °С	ГОСТ 20887-01	-	не менее 25	9
10. Теплота сгорания (низкая) и пересчете на сухое топливо (необработанный), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, % 3,81	ГОСТ 21261-01	-	-	-
11. Прочность при 100°С, кПа	ГОСТ Р 51086-07	-	не менее 32000 не нормируется (в зависимости от марки)	4010,6
12. Вязкость динамическая при 150 °С, % об.	ГОСТ 30150-2015 ASTM D 3152-15	не более 17	-	12,0
			не более 17	12,0

Вспомогательные: Мазут топливный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013

Сведения о производителе:

- Техническое регламент Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О требованиях к дизельному топливу и авиационному керосину, авиационному топливу, керосину для авиационных двигателей и мазуту» (Регламент Таможенного союза от 28.10.2011 г.) № 370 (приложение 2);
- ГОСТ 10585-2013 «Керосин нефтяной. Мазут. Технические условия».

Сведения о владельце партии, в том числе:

- продукт не содержит серы;

- производитель компания «Башнефть»;

- паспорт № 001360-05 вступает в силу с даты изготовления и контроля из отгрузки мазута;

- транспортировка и хранение по ГОСТ 1618-84;

- по отбытию фактом ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-ИИП» гарантируется соответствие качества мазута условиям применения ГОСТ 10585-2013 в течение 8 лет со дня

исполнения при соблюдении условий транспортировки и хранения по ГОСТ 1618-84;

вспомогательный № 001360-05 от 16.03.2018.



Испытательная лаборатория
Старший лаборант
Д.В.А. Бекмуртаев от 16.03.2018

подпись: Д.В.А. Бекмуртаев
Должность: ИЛ

С.С.С.

Рисунок 70 – Паспорт качества топлива, используемого на источниках АО «Мурманская ТЭЦ»

МЭС

184



Филиал государственного акционерного общества
«Анаксонская нефтяная компания «Башнефть» «Башнефть-Новый»
Юридический адрес:
Российская Федерация, 450077, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д.30, к.1
Адрес производства:
Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37
e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-62-35, факс 8(347)269-61-55
Испытательный центр – управление контроля качества (ЦКК)
Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37
e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-62-36, факс 8(347)269-61-55

ПАСПОРТ № 4283

Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу: Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);
ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия»
Код ОКПД2: 19.20.28.113
Номер пасты: 4283
Дата изготовления: 15.08.2019
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 124
Уровень заполнения: 923 см
Дата отбора пробы: 15.08.2019
Дата проведения испытаний: 15.08.2019
Исполнительный протокол испытаний от 15.08.2019 № 4283

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.АЯ36.В.08830
Срок действия - по 14.03.2021



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	6,3
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,130
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6370-83	-	не более 1,0	0,68
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,3
5. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствие	отсутствие
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2013	не более 3,5	не более 3,50	3,37
7. Содержание сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	5,2
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2014	не ниже 90	не ниже 110	122
9. Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91 (метод Б)	-	не выше 25	17
10. Теплота сгорания (находя) в пересчете на сухое топливо (небракующая), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-91	-	не менее 39500	39420
11. Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ Р 51069-97	-	не нормируется, определено обязательно	1008,1
12. Выход фракции, выкипающей до 300 °С, % об.	ГОСТ 33159-2015 ASTM D 1160-18	не более 17	-	16,0 16,0

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:**
- поглотитель сероводорода "EMASORB" марки 124 в количестве до 0,13 % масс.
- Дополнительная информация:**
- показатель по п.10 является бракованным по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;
 - транспортирование и хранение по ГОСТ 1510-84;
 - изготовитель филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Новый» гарантирует соответствие качества мазута требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортирования и хранения по ГОСТ 1510-84;
 - паспорт безопасности № 00135645.02.38366.



Исполнитель лабораторий
Старший лаборант
Дата выдачи паспорта 15.08.2019

Подпись: Тимощева Л.С.
Тимощева Л.С.

Рисунок 71 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной «Роста»



Филиал государственного учреждения
«Актонская нефтяная компания «Башнефть» «Башнефть-Новоросия»
Юридический адрес:
Российская Федерация, 450077, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Кара Марка, д.30, к.1
Адрес производства:
Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37
e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-82-38, факс 8(347)269-81-55
Испытательный центр – управление контроля качества (ЦКК)
Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37
e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-82-38, факс 8(347)269-81-55

ПАСПОРТ № 4714

Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013

Обозначение документов, устанавливающих требования к топливу:
Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (Решение Комиссии Таможенного союза от 18.10.2011г. № 826) (Приложение 4);
ГОСТ 10585-2013 «Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия»

Декларация о соответствии ЕАЭС N RU Д-РУ.АЯ36.В.06830
Срок действия - по 14.03.2021



Код ОКПД2: 19.20.28.113
Номер паспорта: 4714
Дата изготовления: 03.09.2019
Размер партии (масса): 8424 т
Место отбора пробы (по ГОСТ 2517-2012): резервуар № 124
Уровень исполнения: 523 см
Дата отбора пробы: 03.09.2019
Дата проведения испытаний: 03.09.2019

Испыт. выдан на основании: протокол испытаний от 03.09.2019 № 4714

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 5258-85	-	не более 6,80	5,6
2. Зольность, %, для мазута: зольного	ГОСТ 1461-75	-	не более 0,14	0,12
3. Массовая доля механических примесей, %	ГОСТ 6376-83	-	не более 1,0	0,72
4. Массовая доля воды, %	ГОСТ 2477-2014	-	не более 1,0	0,3
5. Содержание водородсодержащих кислот и щелочей	ГОСТ 6307-75	-	отсутствует	отсутствует
6. Массовая доля серы, %	ГОСТ 32139-2013	не более 3,5	не более 3,50	3,21
7. Содержание сероводорода, ppm (мг/кг)	ГОСТ 32505-2013	не более 10	не более 10	5,4
8. Температура вспышки в открытом тигле, °С	ГОСТ 4333-2014	не менее 90	не менее 110	120
9. Температура застывания, °С	ГОСТ 20287-91 (метод В)	-	не выше 25	17
10. Теплота сгорания (нижняя) в пересчете на сухое топливо (небраковочная), кДж/кг, для мазута с содержанием серы, %: 3,50	ГОСТ 21261-91	-	не менее 39900	39420
11. Плотность при 15 °С, кг/м³	ГОСТ Р 51069-97	-	не нормируется, определено обязательно	1019,0
12. Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об.	ГОСТ 33389-2015 ASTM D 1160-18	не более 17	-	15,0
		-	не более 17	15,0

Заключение: Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013 соответствует требованиям:

содержащим 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 примесей в топливе:

- содержание сероводорода "SULFUR" марки 124 в количестве до 0,11 % масс.

Дополнительная информация:

- показатели по п.10 являются браковочными по условиям договоров и контрактов на поставку мазута;

- транспортирование и хранение по ГОСТ 1510-84;

- изготовитель филиал ПАО АНК «Башнефть» «Башнефть-Новоросия» гарантирует соответствие качества мазута требованиям ГОСТ 10585-2013 в течение 5 лет со дня изготовления при соблюдении потребителем условий транспортирования и хранения по ГОСТ 1510-84;

- паспорт безопасности № 00135945.02.38366.



Начальник лаборатории
Старший лаборант
Дата выдачи паспорта 03.09.2019

подпись: Мисева Л.В.
Бамбулатов З.Б.

Рисунок 72 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной «Северная» и котельной «Абрам-Мыс»



филиал публичного акционерного общества
 «Акционерная нефтяная компания «Башнефть» «Башнефть-Новый»
 Юридический адрес:
 Российская Федерация, 450077, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул.Карла Маркса, д.30, к.1
 Адрес производства:
 Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37
 e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-82-38, факс 8(347)269-81-55
 Испытательный центр – управление контроля качества (ЦКК)
 Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37
 e-mail: bnf-novoi@bashneft.ru, тел. 8(347)269-82-38, факс 8(347)269-81-55

ПРИЛОЖЕНИЕ К ПАСПОРТУ № 4714

Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013

№ п/п	Обозначение законодательного акта, нормативного документа или свода правил	Сведения, необходимые для описания товара		
		Наименование показателя	Метод испытания	Фактическое значение
1.	Налоговый кодекс Российской Федерации, статья 181, п.п. 11.	Плотность при 20 °С, кг/м³	ГОСТ 3900-85	1015
		Агрегатное состояние при температуре 20 °С и давлении 760 мм рт.ст.		жидкость



Начальник лаборатории
 Старший лаборант
 Дата выдачи паспорта 03.09.2019

подпись: Михеева Л.В.
 Бибулатова З.Е.

Рисунок 73 – Приложение к паспорту используемого топлива на котельной «Северная» и котельной «Абрам-Мыс»

БАШНЕФТЬ

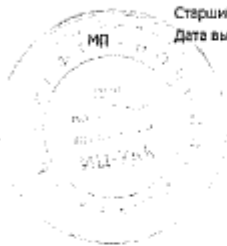
Адрес производства:
Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37
e-mail: bnf@novoy@bashneft.ru, тел. 8(347)269-82-38, факс 8(347)269-81-55
Испытательный центр – управление контроля качества (ЦЗП)
Российская Федерация, 450037, Республика Башкортостан, г. Уфа-37
e-mail: bnf-novoy@bashneft.ru, тел. 8(347)269-82-38, факс 8(347)269-81-55

ПРИЛОЖЕНИЕ К ПАСПОРТУ № 475
Мазут топочный 100, 3,50%, зольный, 25 °С по ГОСТ 10585-2013

№ п/п	Обозначение законодательного акта, нормативного документа или свода правил	Сведения, необходимые для описания товаров		
		Наименование показателя	Метод испытания	Фактическое значение
1.	Налоговый кодекс Российской Федерации, статьи 181, п.п. 11 п.1	Плотность в жидком состоянии при температуре 10 градусов Цельсия и атмосферном давлении 760 миллиметров ртутного столба, кг/м³	ГОСТ 3900-85	1037
		Кинематическая вязкость при температуре 100 °С, сСт	ГОСТ 33-2016	38,40
		Агрегатное состояние при температуре 20 °С и давлении 760 мм рт.ст.		жидкое состояние

В соответствии с п.п. 11 ст. 181 налогового Кодекса Российской Федерации топливо не относится к средним дистиллятам.

И.О. начальника лаборатории
Старший лаборант
Дата выдачи паспорта 02.02.2021



подпись Яковлева Л.Г.
Тимофеева Л.С.

Рисунок 75 – Приложение к паспорту используемого топлива на котельной ТЦ «Росляково-1»

Результаты испытаний - Уголь бурый марки Б, третий, рассортированный, класс крупности 50-300 мм (ЗБК)

№ п/п	Наименование и обозначение показателя, состояние топлива	Единица измерения	Метод испытания для данного показателя, (обозначение ИД)	Наименование испытательного оборудования и средств измерений, заводской номер	Результаты испытаний
1.	Общая влага, W_t	%	ГОСТ Р 52911-2013	Сушильный шкаф, Fisher Scientific Isotemp, Standard Ovens 503 Series, № зав.0001, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	20,6
2.	Максимальная влагоемкость, W_{max}^{af}	%	ГОСТ 8858-93	Сушильный шкаф, Fisher Scientific Isotemp, Standard Ovens 503 Series, № зав.0001, Весы электронные АВ204-S, №1126330627, Насос вакуумный мембранный НТ 2.960.034 ПС зав. № 245	23,0
3.	Зольность, сухое состояние, A^d	%	ГОСТ Р 55661-2013	Печь муфельная SNOI, 7.2/1100 № зав. 07275, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	4,5
4.	Выход летучих веществ, сухое беззольное состояние, V^{daf}	%	ГОСТ Р 55660-2013	Печь муфельная Type F6000 Furnace, № зав. 1249050886701, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	46,3
5.	Содержание серы, сухое состояние, S^d	%	ГОСТ 8606-2015	Печь муфельная Type F6000 Furnace, №1249050886701, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	0,23
6.	Теплота сгорания высшая, сухое беззольное состояние, Q_c^{daf}	ккал/кг МДж/кг	ГОСТ 147-2013	Калориметр сгорания бомбовый АБК-1В, № 30033, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	7108 29,9
7.	Теплота сгорания низшая, рабочее состояние, Q_t^r	ккал/кг МДж/кг	ГОСТ 147-95	Калориметр сгорания бомбовый АБК-1В, № 30033, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	5073 21,3
8.	Хлор, сухое состояние, Cl^d	%	ГОСТ 9326-2002	Печь муфельная Type F6000 Furnace №1249050886701, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	0,0028
9.	Мышьяк, сухое состояние, As^d	%	ГОСТ 10478-93	Печь муфельная Type F6000 Furnace №1249050886701, Весы электронные АВ204-S, №1126330627	<0,0005

С.Ф. Волошина
07.03.2018 г.Начальник ИЛ Волошина С.Ф. Волошина

Рисунок 76 – Характеристики используемого топлива на котельной ТЦ «Росляково Южное»



Акционерное общество
Газпромнефть - Омский НПЗ
Российская Федерация, 644040, г. Омск - 40, пр. Губкина, д. 1
Паспорт № 20925157
Топливо котельное (мазут)
марка ТКМ-16 с серой 2,0%, зольное
ТУ 38.401-58-74-2005 с изм.1-4
Декларация о соответствии
ЕАЭС № RU Д-РУ.НП02.В.00136/18 по 13.12.2021
ООО "ЦСМС"



Продукция была изготовлена под управлением, установленным в системе менеджмента качества, соответствующей требованиям ISO 9001:2015.
Сертификат № 31101521 QM15 по 13.01.2023.

Номер резервуара: 68
Взлив, см: 1002
Количество, т: 2406

Дата изготовления: 03.12.2020 г.
Дата отбора пробы: 03.12.2020 г.
Дата проведения анализа: 03.12.2020 г.

Наименование показателя	Метод испытания	Норма ТР	Норма НД	Факт. значения
Вязкость при 50 °С, не более: кинематическая, мм ² /с	ГОСТ 33	-	118,00	91,73
Зольность, %, не более для топлива котельного: зольного	ГОСТ 1461	-	0,140	0,038
Массовая доля механических примесей, %, не более	ГОСТ 6370	-	1,0	0,031
Массовая доля воды, %, не более	ГОСТ 2477	-	1,0	0,4
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	168
Массовая доля серы, %, не более, для топлива: III вида	ASTM D 4294	-	2,00	1,27
Массовая доля серы, %, не более	ГОСТ 32139	3,5	-	1,27
Температура застывания, °С, не выше	ГОСТ 20287 (метод Б)	-	38	8
Теплота сгорания (нижняя) в пересчете на сухое топливо менее, для топлива: I, II, III вида	(не браковочная), кДж/кг, не ГОСТ 21261	-	40530	40740
Плотность при 15 °С, кг/м ³	ГОСТ Р 51069	-	Не нормируется. Определение обязательно	989,2
Плотность при 20 °С, г/см ³ *	ГОСТ 3900	-	-	0,9833
Содержание сероводорода, ppm, не более	IP 570	-	10	8,85
Содержание сероводорода, ppm, не более	ГОСТ 33198	10	-	8,85
Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об, не более	ASTM D 1160	-	17	11,3
Выход фракции, выкипающей до 350 °С, % об, не более	ГОСТ 33359	17	-	11,3
Структурно-групповой состав, содержание, %масс.: -ароматических углеводородов **	IP 469	-	-	53,9

Примечания

1. Сведения о присадках:
- продукт приготовлен без добавления присадок.
2. *Дополнительные показатели включены в паспорт по требованию ПАО "Газпром нефть"
3. **Дополнительный показатель включен в паспорт по требованию ПАО "Газпром нефть", результат испытаний взят из выписки из журнала анализов Филиала ООО "Газпромнефть-СМ" от 19.10.2020г.
- 4.*** Продукт предназначен для реализации на экспорт по согласованию с потребителем, норма по ТР ТС по данному показателю качества действительна только для Российской Федерации

Заключение: Топливо котельное (мазут) марка ТКМ-16 с серой 2,0%, зольное соответствует:

- Техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 013:2011 "О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту" (Решение Комиссии Таможенного Союза от 18.10.2011 г. № 826)
- ТУ 38.401-58-74-2005 с изм.1-4

Начальник смены ЛТК

Паспорт выдан: 03.12.2020 15:54:13 (Московский филиал) 03.12.2020 12:54:13.



Рисунок 77 – Паспорт качества топлива, используемого на котельной АО «ММТП»

ООО «Болого-нефтепродукт»

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/м ³ , не более	---	958,3	929,0

*Показатель выписан на основании протокола испытаний №1512 от 10.01.2020 г. ООО «Северо-Западный Центр Экспертизы итестов аккредитации № RA.RU.21HT27 от 01.07.2015 г.

Заключение: Мазут флотский Ф5, 1,50 %, партия № 2 соответствует требованиям ГОСТ 10585-2013
Сведения о присадках: присутствует депрессорная присадка ВЭС-408.

СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ

Генеральный директор (главный инженер) _____ С.А.Орехова
Начальник ОТК (лаборатории) _____ Е.В. Кучерук

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ВОЕННОГО ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА



Гарантийные обязательства
Исполнитель гарантирует соответствие качества мазута флотского Ф5, 1,50%, ГОСТ 10585-2013 партии №2 при соблюдении

Рисунок 78 – 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 82,87% от общего использования топлива.

На котлах завода ТО ТБО в качестве основного топлива используются твердые бытовые отходы, на долю которого приходится 15,46% от общего использования.

На котельной ТЦ «Росляково Южное» и угольной котельной МУП «МУК» в качестве топлива используется каменный уголь, что составляет 1,59% от общего использования.

На дизельной котельной МУП «МУК» в качестве основного топлива используется топливо дизельное, которое составляет 0,08% 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. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

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.

Статистика аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019-2020 гг. представлена в разделе 1.3.9.

На тепловых сетях остальных источников аварий и инцидентов за последние 3 года не зафиксировано.

1.9.2. Частота отключений потребителей

Сведения о частоте и продолжительности отключений потребителей в результате аварий и инцидентов на тепловых сетях АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019-2020 гг. представлены в разделе 1.3.9. Восстановление теплоснабжения осуществлялось в сроки, предусмотренные СНиП 41.02.2003 «Тепловые сети. Актуализированная редакция».

1.9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключения

Среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, не превышает нормативные сроки ликвидации повреждений на тепловых сетях.

1.9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

Карты-схемы тепловых сетей и зоны безопасности, входящие в эффективный радиус теплоснабжения, представлены в пункте 1.4 настоящей схемы теплоснабжения.

1.9.5. 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».

1.9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

Согласно полученным сведениям, за предыдущий пятилетний период аварийных ситуаций на тепловых сетях не возникало.

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.

1.9.7. Расчет показателей надежности системы теплоснабжения г. Мурманска

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ представлены в таблице 181.

Таблица 181 – Показатели надежности системы теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ г. Мурманска

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	0,5
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0,71
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_п$	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,742$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от Мурманской ТЭЦ попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от Южной котельной представлены в таблице 182.

Таблица 182 – Показатели надежности системы теплоснабжения от Южной котельной

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	K_m	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	K_b	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	K_p	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	0,62
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{мп}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{зот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,824$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от Южной котельной попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от Восточной котельной представлены в таблице 183.

Таблица 183 – Показатели надежности системы теплоснабжения от Восточной котельной

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	K_m	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	K_b	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	K_p	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	0,32
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{мп}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{зот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,764$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от Восточной котельной попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной «Северная» представлены в таблице 184.

Таблица 184 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Северная»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	-
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_п$	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{мп}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной «Северная» попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной «Роста» представлены в таблице 185.

Таблица 185 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Роста»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	-
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_п$	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и	$K_м$	-

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
	оборудованием		
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	K_{mp}	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_{э}$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной «Роста» попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс» представлены в таблице 186.

Таблица 186 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_{э}$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_{в}$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_{т}$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_{б}$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_{р}$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_{с}$	-
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_{п}$	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_{м}$	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	K_{mp}	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_{э}$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной «Абрам-Мыс» попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная» представлены в таблице 186.

Таблица 187 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной «Фестивальная»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	0,6
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	0,6
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	1
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	0,5
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0,44
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_л$	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,77$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной «Фестивальная» попадает в область надежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система надежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП» представлены в таблице 188.

Таблица 188 – Показатели надежности системы теплоснабжения от котельной АО «ММТП»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	0,5
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	-
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_л$	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,6$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от котельной АО «ММТП» попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» представлены в таблице 189.

Таблица 189 – Показатели надежности системы теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	-
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_п$	-
10	Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надежности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надежности система теплоснабжения от угольной котельной МУП «МУК» попадает в область малонадежных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадежна.

Результаты расчета показателей надежности системы теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК» представлены в таблице 190.

Таблица 190 – Показатели надежности системы теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надежности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам	$K_б$	1

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	K_p	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	-
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{неод}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	-
10	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,7$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от дизельной котельной МУП «МУК» попадает в область малонадёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» представлены в таблице 191.

Таблица 191 – Показатели надёжности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково -1»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надёжности топливоснабжения котельной	K_m	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	K_p	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	K_c	0,15
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.мс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{неод}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	K_n	-
10	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,73$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» попадает в область надёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное» представлены в таблице 192.

Таблица 192 – Показатели надёжности системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное»

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0,35
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_п$	-
10	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	$K_м$	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,77$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково Южное» попадает в область надёжных.

Если исходить из наихудшего показателя, то система малонадёжна.

Необходимо разработать программу по улучшению надёжности систем теплоснабжения.

Результаты расчёта показателей надёжности системы теплоснабжения от котельной № 22 представлены в таблице 193.

Таблица 193 – Показатели надёжности системы теплоснабжения от котельной №22

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
1	Показатель надёжности электроснабжения котельной	$K_э$	1
2	Показатель надёжности водоснабжения котельной	$K_в$	1
3	Показатель надёжности топливоснабжения котельной	$K_т$	0,5
4	Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_б$	1
5	Показатель уровня резервирования котельной и элементов тепловой сети	$K_р$	-
6	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0,35
7	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	-
8	Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	-
9	Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом	$K_п$	-

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	Значение
10	Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием	K_m	-
11	Показатель наличия основных материально-технических ресурсов	$K_{тр}$	-
12	Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания	$K_э$	-
13	Показатель готовности котельной к проведению аварийно-восстановительных работ в системе теплоснабжения	$K_{гот}$	-

Общий показатель надёжности системы теплоснабжения: $K_{над} = 0,77$.

По общему показателю надёжности система теплоснабжения от котельной №22 попадает в область надёжных.

1.10. Техничко-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. Техничко-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 194.

Таблица 194 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «Мурманская ТЭЦ»

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2019 (пр-во + передача)
Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)			
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	154 998
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	48 001
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	506 695
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	19 235
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	130 044
5.1	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.	2 359
5.2	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.руб.	52 498
5.3	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.руб.	0
5.4	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	8 837
5.5	Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией	тыс.руб.	0
5.6	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.руб.	66 350
6	Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)	тыс.руб.	809
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	1 904
8	Лизинговый платеж	тыс.руб.	0
9	Арендная плата	тыс.руб.	0
10	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	55 455
10.1	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	2 206
10.2	Льготный проезд	тыс.руб.	0
10.3	Цеховые расходы	тыс.руб.	0
10.4	Другие услуги (общехозяйственные расходы)	тыс.руб.	53 249
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	917 140
Расчет неподконтрольных расходов			
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	2 335
1.2	Арендная плата	тыс.руб.	2 535
1.3	Концессионная плата	тыс.руб.	
1.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	29 679
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	тыс.руб.	1 978
1.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.	4 540
1.4.3	иные расходы (списание НДС на расходы)	тыс.руб.	1 706
1.4.4	транспортный налог	тыс.руб.	223

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2019 (пр-во + передача)
1.4.5.	налог на имущество	тыс.руб.	21 233
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	156 026
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	79 560
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	78 460
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	404 251
	ИТОГО	тыс.руб.	752 846
2	Налог на прибыль	тыс.руб.	20 268
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования		0
4	Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	773 114
	Расходы на приобретение энергетических ресурсов		
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	5 625 513
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	224 280
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	102 819
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	29 155
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0
6	ИТОГО		5 981 203
	ПРИБЫЛЬ (нормативная, расчетная предпринимательская)	тыс.руб.	81 071
	Размер корректировки НВВ с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов		
1	Операционные расходы	тыс.руб.	
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	-98 837
3	Расходы на топливо	тыс.руб.	88 820
4	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	-1 119
5	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	485
6	Прочие расходы	тыс.руб.	-38 766
7	ИТОГО	тыс.руб.	-49 418
	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	7 703 110
	Выработка	тыс. Гкал	2 349,19
	Собственные нужды котельной	тыс. Гкал	216,88
	Собственные нужды котельной	%	8,9
	Отпуск	тыс. Гкал	2 207,08
	Полезный отпуск	тыс. Гкал	2 116
	население	тыс. Гкал	1 395
	прочие потребители		721
	Тариф (себестоимость)	руб./Гкал	3 640,56

1.10.2. Техничко-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 195 и 196.

Таблица 195 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по производству тепловой энергии за 2019г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	- Город Мурманск, Централизованная система теплоснабжения: - г. Мурманск (кроме микрорайона Росляково)	- Город Мурманск, Централизованная система теплоснабжения: - г. Мурманск (микрорайон Росляково)
1	Дата сдачи годового бухгалтерского баланса в налоговые органы	х	19.03.2019	19.03.2019
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	1 868 875,97	216 030,64
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	804 014,13	147 398,81
3.1	расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), теплоноситель	тыс. руб.	0,00	0,00
3.2	расходы на топливо	тыс. руб.	0,00	0,00
	мазут	х	х	х
	объем	тонны	90 439,79	11 528,09
	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	15,97	16,07
	стоимость доставки	тыс. руб.	2 020,12	2 452,27
	способ приобретения	х	Торги/аукционы	Торги/аукционы
	дизельное топливо	х	х	х
	объем	тонны	91,29	
	стоимость за единицу объема	тыс. руб.	45,61	
	стоимость доставки	тыс. руб.		
	способ приобретения	х	Торги/аукционы	
	уголь каменный	х	х	х
	объем	тонны		5 203,76
	стоимость за единицу объема	тыс. руб.		4,43
	стоимость доставки	тыс. руб.		2 241,38
	Добавить вид топлива			
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе	тыс. руб.	76 563,25	12 721,39
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	3,11	2,93
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт.ч	24 615,8660	4 342,8910
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс. руб.	14 645,24	1 909,01
3.5	Расходы на хим. реагенты, используемые в технологическом процессе	тыс. руб.	2 307,27	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	244 545,17	58 758,70

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	- Город Мурманск, Централизованная система теплоснабжения: - г. Мурманск (кроме микрорайона Росляково)	- Город Мурманск, Централизованная система теплоснабжения: - г. Мурманск (микрорайон Росляково)
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	78 813,57	18 942,87
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0,00	0,00
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0,00	0,00
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	3 543,46	110,91
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	68 173,28	3 744,35
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	69 681,38	4 013,39
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	8 255,04	0,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	168 276,79	33 127,74
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	48 762,59	7 886,71
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		отсутствует	отсутствует
3.15	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	28 702,13	6 183,73
3.15.1	прочие расходы	тыс. руб.	28 702,13	6 183,73
4	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	1 064 861,85	68 631,83
5	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00	0,00
5.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00	0,00
6	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	55 647,00	749,00
6.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	55 647,00	749,00
6.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их	тыс. руб.	58 333,00	749,00

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	- Город Мурманск, Централизованная система теплоснабжения: - г. Мурманск (кроме микрорайона Росляково)	- Город Мурманск, Централизованная система теплоснабжения: - г. Мурманск (микрорайон Росляково)
	ввода в эксплуатацию			
6.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	-2 686,00	0,00
6.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00	0,00
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	х	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=951a37ef-d993-44ab-aca6-d8689e62c530	https://portal.eias.ru/Portal/DownloadPage.aspx?type=12&guid=951a37ef-d993-44ab-aca6-d8689e62c530
8	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для теплоснабжения, в том числе по каждому источнику тепловой энергии	Гкал/ч	457,16	58,00
8.1	источник тепловой энергии Северная	Гкал/ч	367,70	
8.2	источник тепловой энергии Абрам-Мыс	Гкал/ч	24,18	
8.3	источник тепловой энергии Роста	Гкал/ч	60,00	
8.4	источник тепловой энергии Сигнал	Гкал/ч	3,49	
8.5	источник тепловой энергии МОПТД	Гкал/ч	1,79	
8.6	источник тепловой энергии Росляково-1	Гкал/ч		50,40
8.7	источник тепловой энергии Росляково	Гкал/ч		7,60
	Добавить источник тепловой энергии			
9	Тепловая нагрузка по договорам теплоснабжения	Гкал/ч		
10	Объем вырабатываемой тепловой энергии	тыс. Гкал	759,6610	96,1340
10.1	Объем приобретаемой тепловой энергии	тыс. Гкал		
11	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	тыс. Гкал		
11.1	Определенном по приборам учета, в т.ч.:	тыс. Гкал		
11.1.1	Определенный по приборам учета объем тепловой энергии, отпускаемой по договорам потребителям, максимальный объем потребления тепловой энергии объектов которых составляет менее чем 0,2 Гкал	тыс. Гкал		
11.2	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал		
12	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	Ккал/ч. мес.		
13	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	74,61	11,47
13.1	Плановый объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал/год	83,12	8,87
14	Среднесписочная численность основного	человек	433,50	101,70

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	- Город Мурманск, Централизованная система теплоснабжения: - г. Мурманск (кроме микрорайона Росляково)	- Город Мурманск, Централизованная система теплоснабжения: - г. Мурманск (микрорайон Росляково)
	производственного персонала			
15	Среднесписочная численность административно- управленческого персонала	человек	0,00	0,00
16	Норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии, с распределением по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности	кг у. т./Гкал		
17	Плановый удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии с распределением по источникам тепловой энергии	кг усл. топл./Гкал	174,2300	179,5400

Таблица 196 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «МЭС» по обеспечению горячего водоснабжения за 2019г.

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Горячее водоснабжение Территория оказания услуг: - Город Мурманск, Город Мурманск (47701000); - г. Мурманск (микрорайон Росляково)
1	2	3	0
1	Дата сдачи годового бухгалтерского баланса в налоговые органы	х	19.03.2019
2	Выручка от регулируемой деятельности по виду деятельности	тыс. руб.	39 406,87
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:	тыс. руб.	39 513,53
3.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность), используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	0,00
3.2	Расходы на тепловую энергию, производимую с применением собственных источников и используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	37 552,52
3.3	Расходы на покупаемую холодную воду, используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	1 961,01
3.4	Расходы на холодную воду, получаемую с применением собственных источников водозабора (скважин) и используемую для горячего водоснабжения	тыс. руб.	0,00
3.5	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе:	тыс. руб.	0,00
3.5.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)	руб.	0,00
3.5.2	Объем приобретения электрической энергии	тыс. кВт·ч	0,00
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс. руб.	0,00
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс. руб.	0,00
3.8	Расходы на оплату труда административно-управленческого персонала	тыс. руб.	0,00
3.9	Отчисления на социальные нужды административно-управленческого персонала		0,00
3.10	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
3.11	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	0,00
3.12	Общепроизводственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0,00
3.12.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.12.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13	Общехозяйственные расходы, в том числе:	тыс. руб.	0,00
3.13.1	Расходы на текущий ремонт	тыс. руб.	0,00
3.13.2	Расходы на капитальный ремонт	тыс. руб.	0,00
3.14	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс. руб.	0,00
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения		отсутствует

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Вид деятельности: - Горячее водоснабжение Территория оказания услуг: - Город Мурманск, Город Мурманск (47701000); - г. Мурманск (микрорайон Росляково)
	у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		
3.15	Расходы на услуги производственного характера, оказываемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	тыс. руб.	0,00
	Информация об объемах товаров и услуг, их стоимости и способах приобретения у тех организаций, сумма оплаты услуг которых превышает 20 процентов суммы расходов по указанной статье расходов		отсутствует
3.16	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс. руб.	0,00
4.1	Размер расходования чистой прибыли на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой регулируемой организации	тыс. руб.	0,00
5	Изменение стоимости основных фондов, в том числе:	тыс. руб.	0,00
5.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации)	тыс. руб.	0,00
5.1.1	Изменение стоимости основных фондов за счет их ввода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
5.1.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их вывода в эксплуатацию	тыс. руб.	0,00
5.2	Изменение стоимости основных фондов за счет их переоценки	тыс. руб.	0,00
6	Валовая прибыль (убытки) от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	-106,66
7	Годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	-	
8	Объем покупаемой холодной воды, используемой для горячего водоснабжения	тыс. куб. м	144,7655
9	Объем холодной воды, получаемой с применением собственных источников водозабора (скважин) и используемой для горячего водоснабжения	тыс. куб. м	0,0000
10	Объем покупаемой тепловой энергии (мощности), используемой для горячего водоснабжения	тыс. Гкал или Гкал/ч	0,0000
11	Объем тепловой энергии, производимой с применением собственных источников и используемой для горячего водоснабжения	тыс. Гкал	11,8786
12	Потери воды в сетях	%	0,00
13	Среднесписочная численность основного производственного персонала	человек	0,00
14	Удельный расход электроэнергии на подачу воды в сеть	тыс. кВт.ч/тыс м3	0,0000

1.10.3. Техничко-экономические показатели МУП «МУК»

МУП «МУК» является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по производству пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными, передаче и распределению горячей воды (тепловой энергии), обеспечению работоспособности котельных и тепловых сетей.

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» представлена в таблицах 197-198.

Таблица 197 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» (угольная котельная)

№	Показатели	Ед. изм.	Год				
			2016	2017	2018	2019	2020
Подконтрольные (операционные) расходы							
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	230,652	183,202	163,316	218,99	269,778
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	330,243	80,186	0	114,042	140,491
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	5929,175	5747,126	4989,001	5675,081	5826,038
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	60	49,731	1503,378	894,789	1102,308
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	427,75	415,67	445,48	392,59	483,637
5.1	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.	0,642	1,189	0,723	0,665	0,82
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.	213,804	177,613	195,31	170,944	210,589
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.	213,303	236,866	249,443	220,979	272,228
6	Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)	тыс.руб.	16,5	15,239	13,304	17,094	17,549
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.	5169,442	5222,371	5343,238	3419,076	4212,027
10.1	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	190,095	127,665	170,839	169,721	209,083
10.2	Льготный проезд	тыс.руб.	74,896	67,714	80,45	56,898	70,093
10.3.	Цеховые расходы	тыс.руб.	0	0	0	0	0
10.4.	Другие услуги (общехозяйственные расходы)	тыс.руб.	4904,451	5026,992	5091,949	3192,457	3932,851
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	12163,76	11713,525	12457,717	10731,662	12051,828
Неподконтрольные расходы							
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями,	тыс.руб.	0	0	0	0	0

№	Показатели	Ед. изм.	Год				
			2016	2017	2018	2019	2020
	осуществляющими регулируемые виды деятельности						
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.	86,79	81,4	2695,02	70,61	64,663
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	0	0	0
1.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.	0	0	0	0	0
1.4.3	иные расходы (списание НДС на расходы)	тыс.руб.	0	0	2619,013	0	0
1.4.4.	транспортный налог	тыс.руб.	0	0	0	0	0
1.4.5.	налог на имущество	тыс.руб.	86,791	81,39843	76,006	70,613	64,663
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	2062,102	1987,947	1712,209	1713,874	1759,463
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	0	0	0	0	0
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	245,126	245,126	270,459	245,126	245,126
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	0	0	0	0	0
	ИТОГО	тыс.руб.	2394,02	2314,47	4677,69	2029,61	2069,252
2	Налог на прибыль	тыс.руб.	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
4	Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	2394,02	2314,47	4677,69	2029,61	2069,252
Расходы на приобретение энергетических ресурсов							
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	11 529,636	11 481,285	9 235,090	5473,343	5748,32
	топливо	х	Каменный уголь				
	Расход натурального топлива	т.	2 707,96	2 610,14	2 287,899	1247,99	1220,23
	Цена 1 тонны натурального топлива с учетом транспорта	руб./т.н.т	-	-	4 693,59	4385,73	4710,85
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	899,115	1 010,132	1 067,104	1105,022	1463,925
	Объем покупной эл/энергии, всего	тыс. кВтч	234,840	236,880	245,782	245,7	250

№	Показатели	Ед. изм.	Год				
			2016	2017	2018	2019	2020
	уд.расход на выработку 1 Гкал	кВтч/Гкал	51,64	53,06	63,98	54,08	56,26
	Тариф на эл/энергию средний	руб/кВтч	3,8286	4,2643	4,3417	4,4974	5,8557
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	0	0	0	0	0
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	54,010	23,246	72,109	24,634	67,796
	Объем	куб. м	2 610,00	1 024,00	2 973,00	1 044,86	2310,7
	Тариф	руб/куб.м	20,69	22,70	24,25	23,58	29,34
	уд.расход на выработку 1 Гкал	куб. м/Гкал	0,57	0,23	0,77	0,23	0,52
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0	0	0	0	0
6	ИТОГО		12 482,76	12 514,663	10 374,303	6602,999	7280,041
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	0	0
2	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	0	0	0	0	0
3	Расходы на топливо	тыс.руб.	0	0	0	-832,63	-918,59
4	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	0	0	0	0	0
5	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	0	0	0	0	0
6	ИТОГО	тыс.руб.	0	0	0	-832,63	-918,59
НВВ на производство и передачу							
	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	27 040,540	26 542,658	27 509,710	18531,641	20482,53
	Тариф	руб/Гкал				4155,08	4696,75

Таблица 198 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности МУП «МУК» (дизельная котельная)

№	Показатели	Ед. изм.	Год				
			2016	2017	2018	2019	2020
Подконтрольные (операционные) расходы							
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	155,341	102,834	172,097	63,817	78,618
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	175,464	68,1	28,2	75,917	93,523
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	1 853,90	2 214,17	2 201,09	1742,756	1789,113
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	6,919	62,276	417,157	431,84	531,992
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	178,808	157,124	156,856	167,69	206,587
5.1	Расходы на оплату услуг связи	тыс.руб.	0,925	0,959	0,747	1,419	1,748
5.2	Расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс.руб.				0	0
5.3	Расходы на оплату коммунальных услуг	тыс.руб.				0	0
5.4	Расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	160,498	138,714	153,959	166,276	204,839
5.5	Расходы на оплату услуг по стратегическому управлению организацией	тыс.руб.				0	0
5.6	Расходы на оплату других работ и услуг	тыс.руб.	17,385	17,451	2,15	0	0
6	Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)	тыс.руб.	7,208	13,826	10,8	14,918	15,315
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.				0	0
8	Лизинговый платеж	тыс.руб.				0	0
9	Арендная плата	тыс.руб.	14,267	14,267	14,267	14,78	15,173
10	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	1565,97	1 987,43	2 337,40	2304,73	2837,608
10.1	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	12,817	2,73	0,481	19,414	23,916
10.2	Льготный проезд	тыс.руб.	0	43,667	0	7,936	8,147
10.3.	Цеховые расходы	тыс.руб.				0	0
10.4.	Другие услуги (общехозяйственные расходы)	тыс.руб.	1 553,15	1 941,03	2 336,92	2277,376	2805,545
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	3 957,87	4 620,03	5 337,87	4816,444	5567,93
Неподконтрольные расходы							
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями,	тыс.руб.				0	0

№	Показатели	Ед. изм.	Год				
			2016	2017	2018	2019	2020
	осуществляющими регулируемые виды деятельности						
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.	182,244	174,449	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.	182,244	174,449	166,653	143,266	151,061
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	559,876	664,258	655,328	526,312	540,31
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
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.				0	0
	ИТОГО	тыс.руб.	1 096,47	1 193,06	3 555,52	1023,931	1045,724
2	Налог на прибыль	тыс.руб.				0	0
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования					0	0
4	Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	1 096,47	1 193,06	3 555,52	1023,931	1045,724
Расходы на приобретение энергетических ресурсов							
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	9 393,989	10 011,887	12 619,004	11719,538	18588,392
	топливо	х	Дизельное топливо				
	Расход натурального топлива	т.	287,04	288,15	299,725	293,056	341,35
	Цена 1 тонны натурального топлива с учетом транспорта	руб./т.н.т	-	-	43 493,74	41300,366	54455,52
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	378,380	382,253	444,946	472,594	626,553
	Объем покупной эл/энергии, всего	тыс. кВтч	98,934	89,949	102,766	105,447	105,783

№	Показатели	Ед. изм.	Год				
			2016	2017	2018	2019	2020
	уд.расход на выработку 1 Гкал	кВтч/Гкал	36,66	33,44	36,43	33,689	33,689
	Тариф на эл/энергию средний	руб/кВтч	3,8250	4,2500	4,3300	4,482	5,923
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	0	0	0	0	0
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	24,497	14,293	7,054	22,99	26,756
	Объем	куб. м	1 159,00	630,00	283,00	960,00	691
	Тариф	руб/куб.м	21,14	22,69	24,93	24,03	38,72
	уд.расход на выработку 1 Гкал	куб. м/Гкал	0,43	0,23	0,10	0,31	0,22
5	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0	0	0	0	0
6	ИТОГО		9 796,87	10 408,433	13 071,004	12215,12	19241,701
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	тыс.руб.	0	0	0		
3	Расходы на топливо	тыс.руб.	0	0	0	-424,672	-251,43
4	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	0	0	0		
5	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	0	0	0		
6	ИТОГО	тыс.руб.	0	0	0	-424,66	-251,43
НВВ на производство и передачу							
	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	14 851,208	16 221,520	21 964,384	17630,84	25603,925
	Тариф	руб/Гкал				6603,31	8232,77

1.10.4. Техничко-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 199.

Таблица 199 – 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, размещение 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 регулирования				
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%
2	Расчетная предпринимательская				

№ п.п.	Показатели	Единица измерения	2018	2019	2020 (ожидаемое)
	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. Техничко-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 200.

Таблица 200 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности АО «ММТП» за 2018 - 2020 года

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2018	2019	2020
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	1841	1896	1004,75
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	10997	11323	10074,48
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	25279	26027	13272,01
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	58	60	30,83
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	2593	2670	1571,35
6	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	864	890	114,39
7	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	139	143	93,51
8	Арендная плата	тыс.руб.	2 296	2 364	5146
9	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	621	639	2291
10	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	7 308	7 524	4035
11	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	4 187	4 213	3052
12	Расходы на топливо	тыс.руб.	38 025	39 150	52334
13	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	3 934	4 050	5477
14	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	451	464	414
15	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	101 846	104 669	99712
16	Полезный отпуск	тыс. Гкал	15	15	14,4
17	Тариф	руб./Гкал	6 657	6 978	6 560,01

1.10.6. Техничко-экономические показатели ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ является теплоснабжающей организацией и осуществляет деятельность по передаче и распределению пара и горячей воды (тепловой энергии).

Информация об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ представлена в таблице 201.

Таблица 201 – Основные показатели финансово-хозяйственной деятельности ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ (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	тыс.руб.	9 939,64	

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	с 01.07.2017 по 31.12.2017*
	технологическом процессе		
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
4	Чистая прибыль, полученная от регулируемого вида деятельности с указанием размера ее расходования на финансирование мероприятий, предусмотренных инвестиционной программой.	тыс.руб.	
5	Изменение стоимости основных фондов, в том числе за счет их ввода в эксплуатацию (вывода из эксплуатации), а также стоимости их переоценки	тыс.руб.	
6	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс.руб.	
7	годовая бухгалтерская отчетность, включая бухгалтерский баланс и приложения к нему	тыс.руб.	
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	тыс. кВт ч/Гкал	59

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	с 01.07.2017 по 31.12.2017*
	осуществления регулируемых видов деятельности		
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 202.

Динамика изменения утвержденных тарифов на тепловую энергию за период с 2017 по 2021 год, поставляемую АО «Мурманская ТЭЦ» потребителям и устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, графически представлена на рисунках 79-82.

Таблица 202 – Сведения о размере и динамики утвержденных тарифов АО «Мурманская ТЭЦ»

№ п/п	Наименование	2018	2018	2019	2019	2020	2020	2021	2021
		01.01.18-30.06.18	01.07.18-31.12.18	01.01.19-30.06.19	01.07.19-31.12.19	01.01.20-30.06.20	01.07.20-31.12.20	01.01.21-30.06.21	01.07.21-31.12.21
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»	2421,43	2682,35	2682,35	2950,59	2678,35	2678,35	2678,35	2952,07
	Изменение тарифа, %	-	10,8%	-	10,0%	-	-9,2%	-	10,2%
1.2	Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Кола, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»	2421,43	2679,57	2679,57	3081,51	2678,35	2678,35	2678,35	2967,89
	Изменение тарифа, %	-	10,7%	-	15,0%	-	-13,1%	-	10,8%
1.3	Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске, присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт»	2770,45	3049,17	3049,17	3354,09	2989,46	2989,46	2989,46	3294,19
	Изменение тарифа, %	-	10,1%	-	10,0%	-	-10,9%	-	10,2%
1.4	Тариф на тепловую энергию для потребителей АО «Мурманская ТЭЦ» в г. Мурманске, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	-	-	-	-	2950,59	4411,07	3632,98	3632,98
	Изменение тарифа, %	-	-	-	-	-	-	-	-17,6%
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»	2857,29	3028,73	3080,06	3224,82	3099,33	3127,22	3127,22	3149,11
	Изменение тарифа, %	-	6,0%	-	6,5%	-	-3,0%	-	0,7%
2.2	Льготный тариф для потребителей в г. Кола, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»	2869,35	3035,77	3087,23	3232,33	3099,33	3254,3	3254,3	3400
	Изменение тарифа, %	-	5,8%	-	6,5%	-	0,7%	-	4,5%
2.3	Льготный тариф для потребителей в г. Мурманске, присоединенных к сетям АО «Мурманэнергосбыт»	3316,33	3400,0	3457,63	3457,63	3324,63	3351,23	3351,23	3384,74
	Изменение тарифа, %	-	2,5%	-	1,7%	-	-3,1%	-	1,0%
2.4	Льготный тариф для потребителей в г. Мурманске, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ	1736,62	1840,82	1872,02	2115,38	2047,38	2092,43	2092,43	2180,31
	Изменение тарифа, %	-	6,0%	-	14,9%	-	-1,1%	-	4,2%

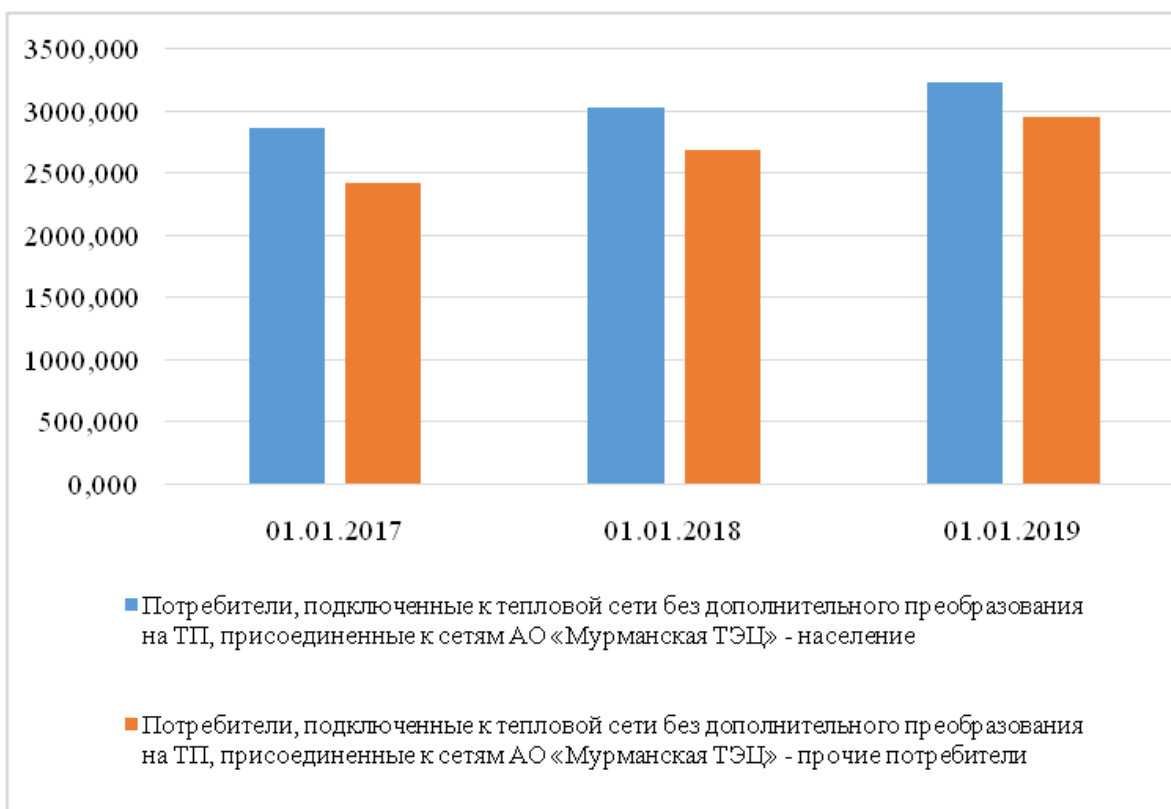


Рисунок 79. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»

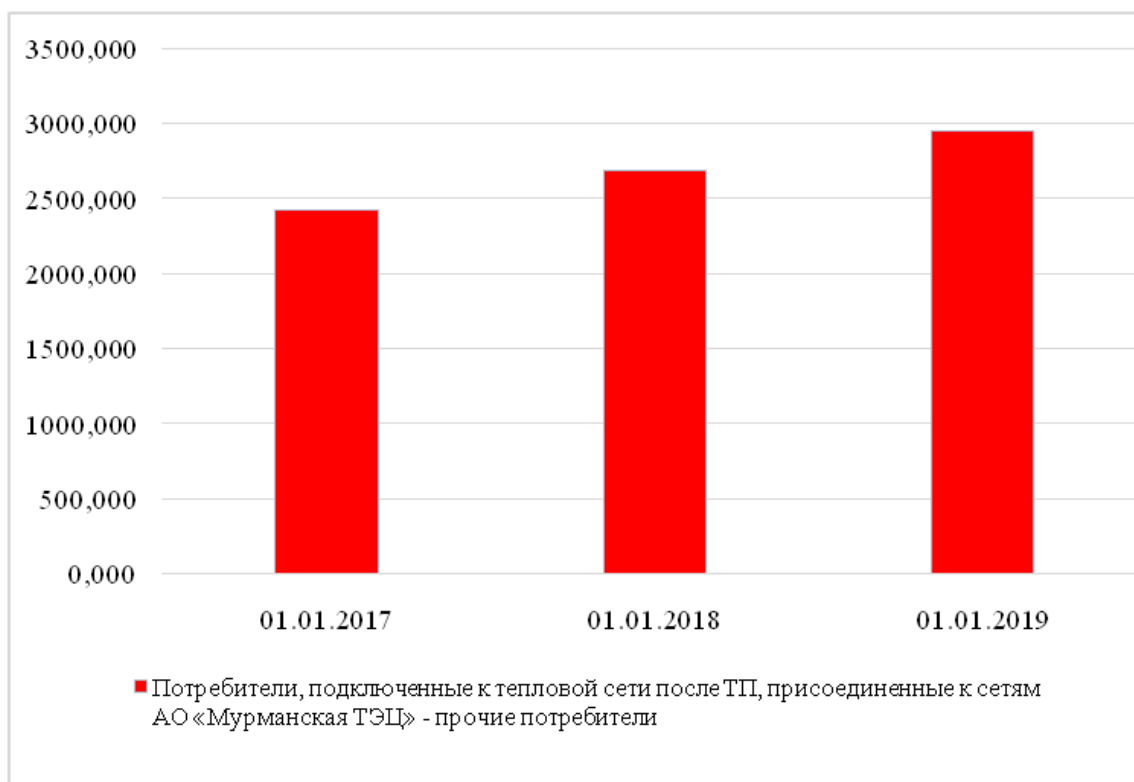


Рисунок 80. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети после ТП, присоединенных к сетям АО «Мурманская ТЭЦ»



Рисунок 81. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети после ТП, присоединенных к сетям АО «МЭС»

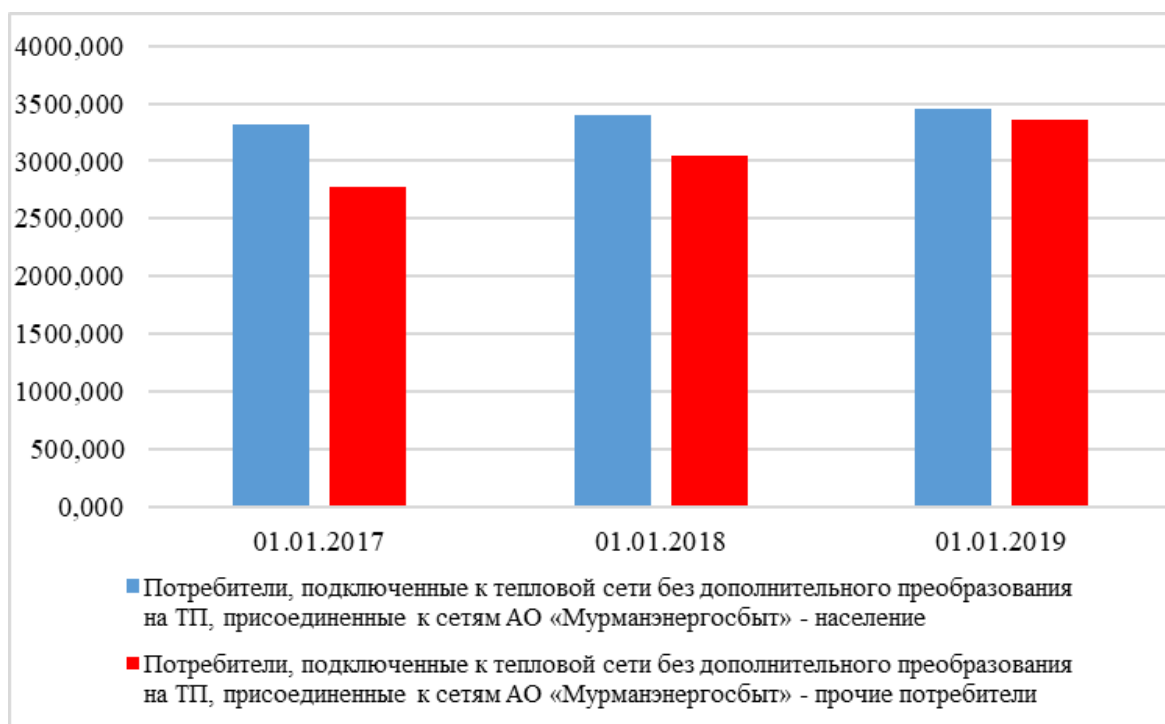


Рисунок 82. Динамика установленных тарифов для потребителей, подключенных к тепловой сети без дополнительного преобразования на ТП, присоединенных к сетям АО «МЭС»

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 203.

Таблица 203 – Сведения о размере тарифов АО «МЭС»

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
г. Мурманск (кроме п. Росляково и потребителей, присоединенных к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ)					
1.	ГВ, поставляемая потребителям	01.01.2017	3309,86	2804,97	от 20.12.2016 № 56/7
		01.07.2017	3309,86	2804,97	
		01.01.2018	3309,86	2804,97	от 15.12.2015 № 56/1
		01.07.2018	3400,00	3113,52	
		01.01.2019	3457,63	3113,52	от 19.12.2018 № 50/1
		01.07.2019	3457,63	3424,87	
		01.01.2020	3457,63	3424,87	от 31.12.2019 № 60/1
		01.07.2020	3457,63	3489,91	
		01.01.2021	3457,63	-	от 17.12.2020 № 56/2
01.07.2021	3457,63	-			
2.	Острый и редуцированный пар, поставляемый потребителям	01.01.2016	-	2893,35	от 15.12.2015 № 56/1
		01.07.2016	-	3141,73	
		01.01.2017	-	3141,73	
		01.07.2017	-	3537,52	
		01.01.2018	-	3537,52	
		01.07.2018	-	3909,3	
3.	Передача тепловой энергии в ГВ	01.01.2017	-	338,69	от 18.12.2015 № 59/3
		01.07.2017	-	364,67	
		01.01.2018	-	336,6	
		01.07.2018	-	350,08	от 19.12.2018 № 50/2
		01.01.2019	-	357,64	
		01.07.2019	-	357,64	
		01.01.2020	-	311,11	
01.07.2020	-	311,11	от 16.12.2019 № 55/6		
г. Мурманск (п. Росляково)					
4.	Одноставочный, руб./Гкал	01.01.2019	3747,68	3935,80	от 19.12.2018 № 50/1
		01.07.2019	3747,68	4118,62	
		01.01.2020	3488,36	2906,96	от 17.12.2020 № 56/2
		01.07.2020	3488,36	2906,96	
		01.01.2021	3488,36	2906,96	
		01.07.2021	3488,36	3343,0	
г. Мурманск (потребители, присоединенные к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ)					
5.	Одноставочный, руб./Гкал	01.01.2019	1872,02	-	от 19.12.2018 № 50/1
		01.07.2019	2115,38	-	
		01.01.2020	2047,38	3424,87	от 17.12.2020 № 56/2
		01.07.2020	2092,43	5496,97	
		01.01.2021	2092,43	-	
		01.07.2021	2180,31	-	
г. Мурманск (мазутная котельная ул. Фестивальная)					
6.	Одноставочный, руб./Гкал	01.01.2019	-	-	-
		01.07.2019	-	-	-
		01.01.2020	-	-	от 17.12.2020 № 56/2
		01.07.2020	-	-	
		01.01.2021	3510,89	2925,74	
		01.07.2021	3510,89	3648,47	

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика изменения утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «МЭС» потребителям, приведена в таблице 204 и графически представлена на рисунках 83-85.

Таблица 204 – Динамика утвержденных тарифов АО «МЭС»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал					Изменение тарифа, %				
	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020	01.07.2021	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020	01.07.2021
1.	<i>ГВ, поставляемая потребителям - население</i>									
	3309,86	3400,00	3457,63	3457,63	3457,63	-3,35%	2,7%	1,7%	0,0%	0,0%
2.	<i>ГВ, поставляемая потребителям - прочие потребители</i>									
	2804,97	3113,52	3424,87	3489,91	-	-9,53	11,0%	10,0%	1,9%	-
3.	<i>г. Мурманск (п. Росляково) - население</i>									
	3537,52	3909,3	3747,68	3488,36	3488,36	-	10,5%	-4,1%	-6,9%	0,0%
4.	<i>г. Мурманск (п. Росляково) – прочие потребители</i>									
	-	-	4118,62	2906,96	3343	-	-	-	-29,4%	15,0%
5.	<i>г. Мурманск (потребители, присоединенные к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ) - население</i>									
	-	-	2115,38	2092,43	2180,31	-	-	-	-1,1%	4,2%
6.	<i>г. Мурманск (потребители, присоединенные к сетям ФГБУ «ЦЖКУ» МО РФ) – прочие потребители</i>									
	-	-	-	5496,97	-	-	-	-	-	-
7.	<i>г. Мурманск (мазутная котельная ул. Фестивальная) - население</i>									
	-	-	-	-	3510,89	-	-	-	-	-
8.	<i>г. Мурманск (мазутная котельная ул. Фестивальная) - прочие потребители</i>									
					3648,47	-	-	-	-	-



Рисунок 83. Динамика установленных тарифов на тепловую энергию для потребителей АО «МЭС» (г. Мурманск)



Рисунок 84. Динамика установленных тарифов на тепловую энергию для потребителей АО «МЭС» (п.Росляково)

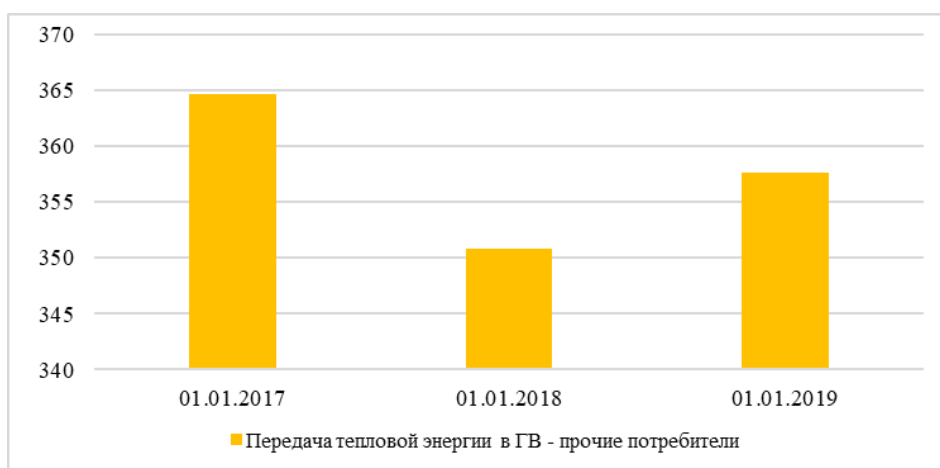


Рисунок 85. Динамика установленных тарифов на передачу тепловой энергии с ГВ АО «МЭС»

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 205.

Таблица 205 – 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*	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			
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			

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую МУП «МУК» потребителям, представлена в таблице 206 и графически приведена на рисунках 86-87.

Таблица 206 – 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	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020	01.07.2021
1.	<i>ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная) - население</i>							
	4780,77	4861,8	4861,8	3457,63	-	1,69%	0,00%	-28,88%
2.	<i>ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (дизельная котельная) – прочие потребители</i>							
	4171,27	4363,15	5017,62	6237,9	-	4,60%	15,00%	24,32%
3.	<i>ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (угольная котельная) – население</i>							
	2650,86	2822,49	2927,99	3057,29	-	6,47%	3,74%	4,42%
4.	<i>ГВ, поставляемая потребителям района Дровяное г. Мурманска (угольная котельная) – прочие потребители</i>							
	4195,17	4388,15	4181,45	4865,83	-	4,60%	-4,71%	16,37%

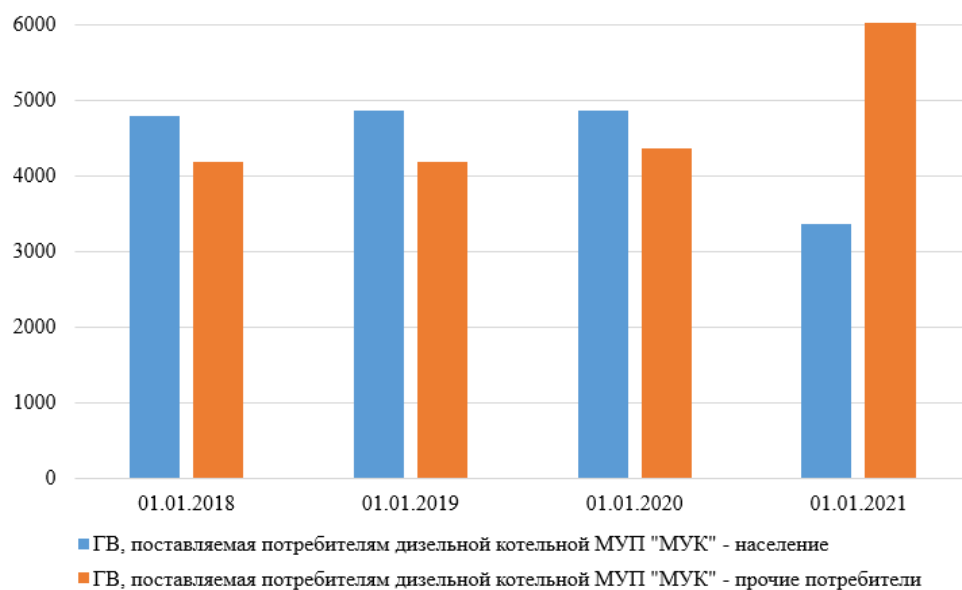


Рисунок 86. Динамика установленных тарифов на ГВ от дизельной котельной

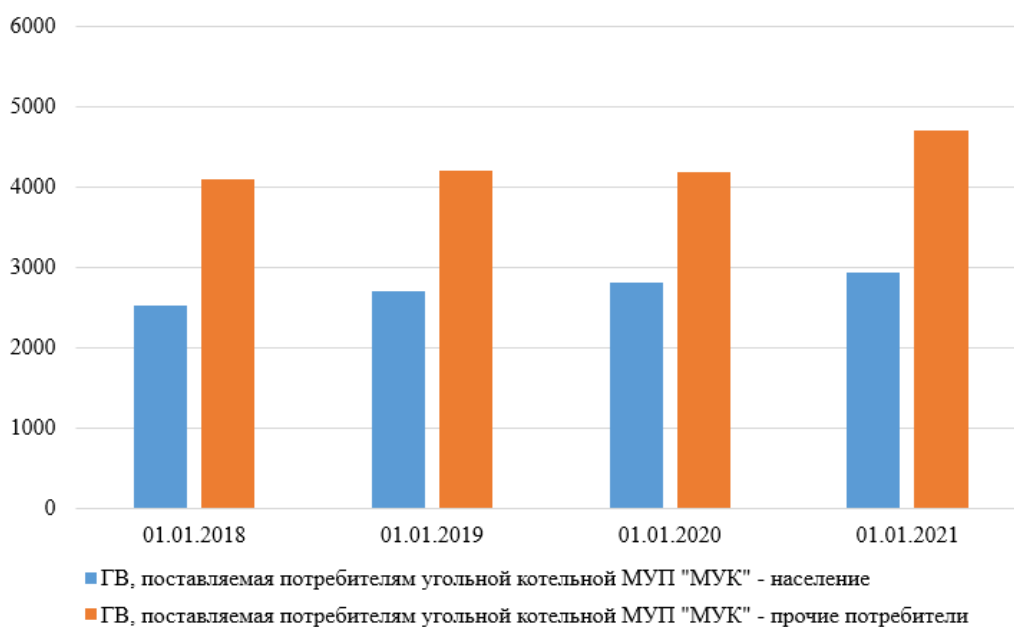


Рисунок 87. Динамика установленных тарифов на ГВ от угольной котельной

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 207.

Таблица 207 – 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/см ² , 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			

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Завод ТО ТБО» потребителям, представлена в таблице 208.

Таблица 208 – Динамика тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Завод ТО ТБО»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал				Изменение тарифа, %			
	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020
1.	<i>Отборный пар под давлением свыше 13,0 кг/см², поставляемый потребителям - прочие потребители</i>							
	1281,9	1260,06	1278,67	1324,76	-	-1,70	1,48	3,60

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «Завод ТО ТБО» потребителям, графически представлена на рисунке 88.

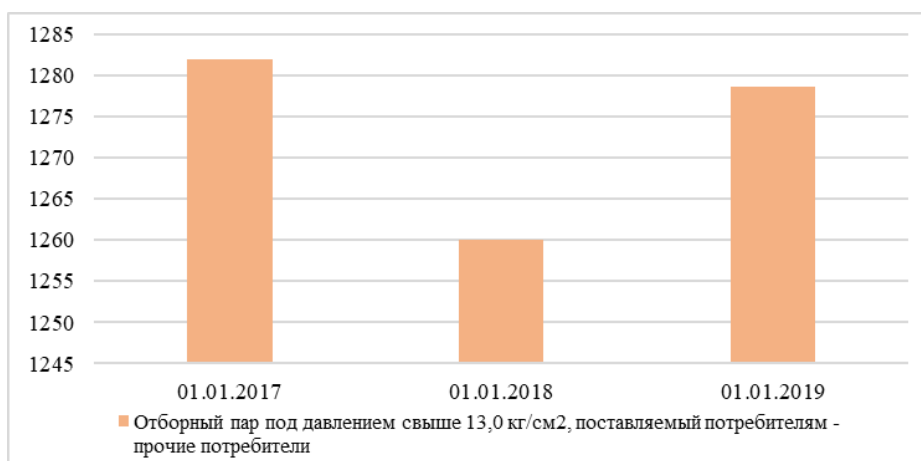


Рисунок 88. Динамика установленных тарифов на отборный пар потребителям АО «Завод ТО ТБО»

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 209.

Таблица 209 – 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		

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую АО «ММТП» потребителям, представлена в таблице 210 и графически приведена на рисунке 89.

Таблица 210 – Динамика утвержденных тарифов АО «ММТП»

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал					Изменение тарифа, %				
	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020	01.07.2021	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020	01.07.2021
1.	<i>ГВ, поставляемая потребителям - прочие потребители</i>									
	4052,08	3960,6	6122,87	5305,41	4984,74	-	-2,3	54,6	-13,4	-6

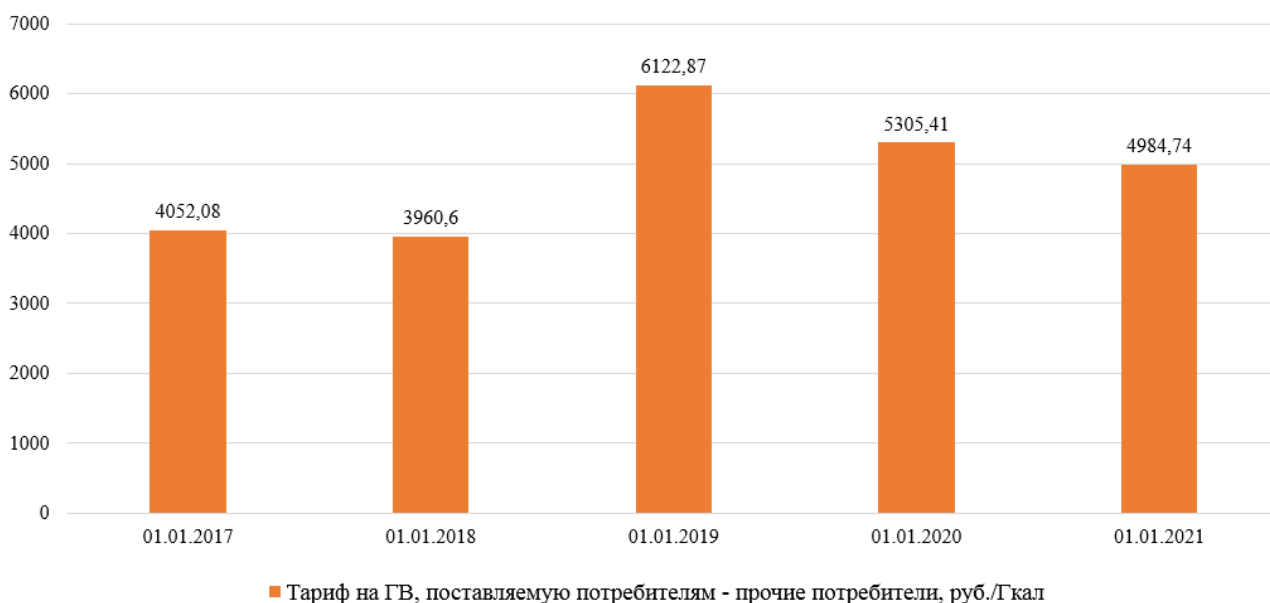


Рисунок 89. Динамика установленных тарифов на ГВ АО «ММТП»

1.11.1.6. Динамика установленных тарифов ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

Сведения об утвержденных тарифах ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ, устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 211.

Таблица 211 – Сведения о размере тарифов ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

№ 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	

* - тарифы указываются с учетом НДС

Динамика утвержденных тарифов на тепловую энергию, поставляемую ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ потребителям, представлена в таблице 212 и графически на рисунке 90.

Таблица 212 – Динамика установленных тарифов ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

№ п/п	Установленный тариф, руб./Гкал				Изменение тарифа, %			
	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020	01.07.2017	01.07.2018	01.07.2019	01.07.2020
1.	<i>ГВ, поставляемая потребителям - население</i>							
	1736,32	1840,82	2115,38	2092,43	-	6,02	14,92	-1,08
2.	<i>ГВ, поставляемая потребителям - прочие потребители</i>							
	5670,26	5577,78	5711,61	6665,64	-	-1,63	2,40	16,70

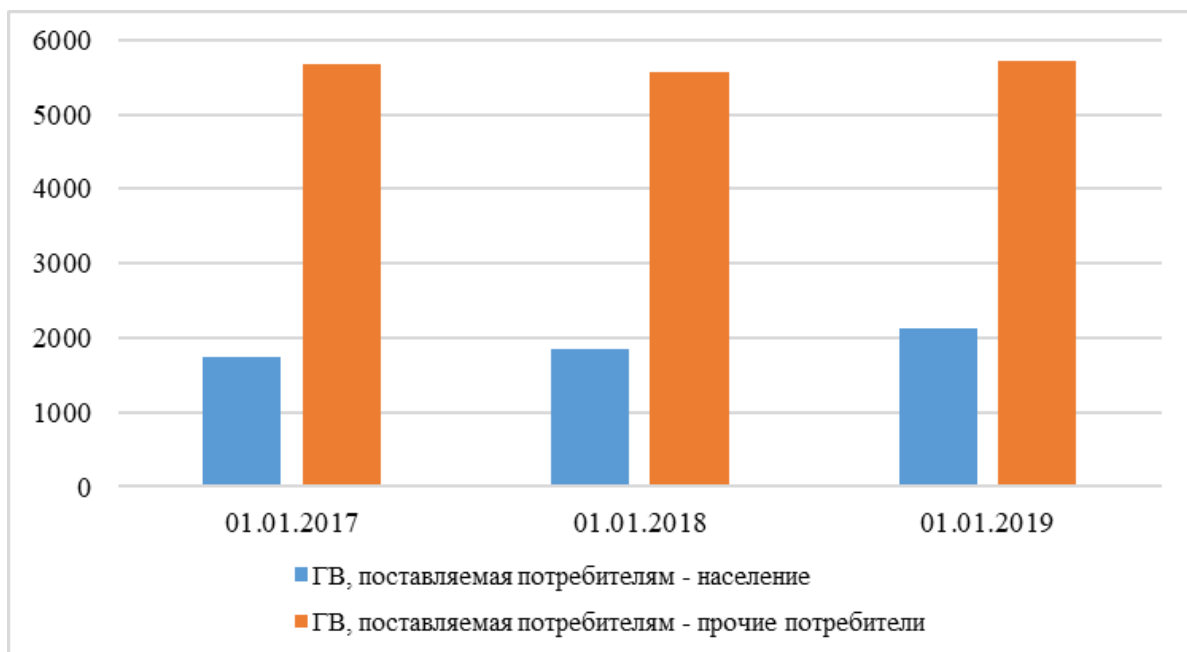


Рисунок 90. Динамика установленных тарифов на ГВ ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

1.11.1.7. Динамика установленных тарифов АО «ММРП»

Сведения об утвержденных тарифах АО «ММРП», устанавливаемых Комитетом по тарифному регулированию Мурманской области, представлены в таблице 213.

Таблица 213 – Сведения о размере тарифов АО «ММРП» без учета НДС

№ п/п	Наименование энергоуслуги	Дата ввода тарифа	Тариф, руб./Гкал		Реквизиты постановлений Комитета по тарифному регулированию Мурманской области
			Население*	Прочие	
1.	ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «ММРП»	01.01.2017	3110,65	-	от 16.12.2015 № 57/13 в редакции постановления от 09.12.2016 №52/1
		01.07.2017	3110,65	-	
		01.01.2018	3110,65	-	от 16.12.2015 № 57/13 в редакции постановления от 22.12.2017 №59/6
		01.07.2018	3452,82	-	
		01.01.2019	3452,82	-	от 18.12.2018 № 49/18
		01.07.2019	3970,74	-	
2.	Острый и редуцированный пар для потребителей АО «ММРП» через сети АО «ММРП»	01.01.2017	-	3080	от 16.12.2015 № 57/13 в редакции постановления от 09.12.2016 №52/1
		01.07.2017	-	3080	
		01.01.2018	-	3080	от 16.12.2015 № 57/13 в редакции постановления от 22.12.2017 №59/6
		01.07.2018	-	3418,8	
3.	ГВ для потребителей АО «ММРП» через сети АО «МЭС»	01.01.2017	3452,37	3459,47	от 16.12.2015 № 57/13 в редакции постановления от 09.12.2016 №52/1
		01.07.2017	3452,37	3459,47	
		01.01.2018	3452,37	3459,47	от 16.12.2015 № 57/13 в редакции постановления от 22.12.2017 №59/6
		01.07.2018	3452,37	3840,01	
		01.01.2019	3510,89	3840,01	от 18.12.2018 № 49/18
		01.07.2019	3510,89	4416,02	

* - тарифы указываются с учетом НДС

1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулирующую 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 регулирующую 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 214.

Таблица 214 – Расходы АО «Мурманская ТЭЦ» за 2019 год, связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Общее	Доля, %
			(пр-во + передача)	
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	154998	2,01%
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	48001	0,62%
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	506695	6,58%
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	19235	0,25%
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	130044	1,69%
6	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	809	0,01%
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	1904	0,02%
8	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	55455	0,72%
9	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	2335	0,03%

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Общее	Доля, %
			(пр-во + передача)	
10	Арендная плата	тыс.руб.	2535	0,03%
11	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	29679	0,39%
12	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	156026	2,03%
13	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	79560	1,03%
14	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	78460	1,02%
15	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	404251	5,25%
16	Налог на прибыль	тыс.руб.	20268	0,26%
17	Расходы на топливо	тыс.руб.	5625513	73,02%
18	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	224280	2,91%
19	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	102819	1,33%
20	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	29155	0,38%
21	ПРИБЫЛЬ (нормативная, расчетная предпринимательская)	тыс.руб.	81071	1,05%
22	Размер корректировки НВВ	тыс.руб.	-49418	-0,64%
	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	7 703 110	
	Полезный отпуск населения	тыс. Гкал	2 116	
	прочие потребители	тыс. Гкал	1 395	
	Тариф (себестоимость)	руб./Гкал	3 640,56	

1.11.2.2. Структура цен (тарифов) АО «МЭС»

Расходы АО «МЭС», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблицах 215-216.

Таблица 215 – Расходы АО «МЭС», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п.п.	Показатели	Единица измерения	2019	2020
	Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)			
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	167,68	170,98
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	7 280,00	7 423,42
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	88 883,51	90 634,51
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.		0,00
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	4 005,92	4 084,84
6	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	0,00	0,00
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	0,00	0,00
8	Лизинговый платеж	тыс.руб.	0,00	0,00
9	Арендная плата	тыс.руб.	0,00	0,00
10	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	6 227,75	6 350,44
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	106 564,86	108 664,19
	Расчет неподконтрольных расходов			
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	203,39	246,61
1.2	Арендная плата	тыс.руб.	3 744,35	3 744,35
1.3	Концессионная плата	тыс.руб.	0,00	0,00
1.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	134,39	148,26
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	28 781,14	29 348,13
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	4 242,19	4 219,90
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	748,46	635,65
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	3 938,24	5 145,54
	ИТОГО	тыс.руб.	41 792,15	43 488,43

№ п.п.	Показатели	Единица измерения	2019	2020
2	Налог на прибыль	тыс.руб.	2 039,60	0,00
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.	0,00	0,00
4	Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	43 831,75	43 488,43
	Расходы на приобретение энергетических ресурсов			
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	220 480,58	132 347,90
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	17 360,48	12 224,62
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.		
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	1 388,59	1 484,71
5	Расходы, связанные с созданием нормативного запаса топлива	тыс.руб.		
6	ИТОГО		239 229,65	146 057,23
	ПРИБЫЛЬ (нормативная, расчетная предпринимательская), в т.ч.:	тыс.руб.	8 158,39	8 365,93
	расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	8 158,39	8 365,93
	результаты деятельности за отчетный период	тыс.руб.	-1 549,92	-74 473,07
	необоснованные расходы понесенные /экономически расходы понесенные при установлении тарифов за отчетный год	тыс.руб.	-1 549,92	
	Необоснованные расходы по Постановлению Правительства РФ от 05.09.2019 № 1164			
	ИТОГО НВВ на производство и передачу (или передачу тепловой энергии)			
4	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	396 234,74	232 102,71
	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	76,84	79,84
	Тариф	руб./Гкал	5 156,62	2 906,96

Таблица 216 – Расходы АО «МЭС», связанные с передачей тепловой энергии

№ п.п.	Показатели	Единица измерения	2019	2020
	Расчет подконтрольных расходов (операционные расходы)			
1	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	4 681,31	4 773,53
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	27 177,57	27 712,97
3	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	112 570,94	114 788,59
4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	0,00	0,00
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс.руб.	6 203,60	6 325,81
6	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	0,00	0,00
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	0,00	0,00
8	Лизинговый платеж	тыс.руб.	0,00	0,00
9	Арендная плата	тыс.руб.	0,00	0,00
10	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	20 043,49	20 438,34
	ИТОГО базовый уровень операционных расходов	тыс.руб.	170 676,91	174 039,24
	Расчет неподконтрольных расходов			
1.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс.руб.	4 161,72	3 931,11
1.2	Арендная плата	тыс.руб.	94 363,00	56 960,02
1.3	Концессионная плата	тыс.руб.	0,00	0,00
1.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	9,42	10,80
1.5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	34 162,20	34 835,20
1.6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	0,00	0,00
1.7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	4 471,69	5 470,94
1.8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	тыс.руб.	0,00	
	ИТОГО	тыс.руб.	137 168,03	101 208,07
2	Налог на прибыль	тыс.руб.	4 054,67	0,00
3	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.	0,00	0,00
4	Итого неподконтрольных расходов	тыс.руб.	141 222,69	101 208,07
	Расходы на приобретение энергетических ресурсов			
1	Расходы на топливо	тыс.руб.	0,00	0,00
2	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	13 625,53	13 313,03
3	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	305 665,92	289 925,08
4	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	2 902,79	2 998,61
5	Расходы, связанные с созданием нормативного запаса топлива	тыс.руб.	0,00	
6	ИТОГО		322 194,25	306 236,72

№ п.п.	Показатели	Единица измерения	2019	2020
	ПРИБЫЛЬ (нормативная, расчетная предпринимательская)	тыс.руб.	16 218,66	16 292,97
	расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	16 218,66	16 292,97
	результаты деятельности за отчетный период	тыс.руб.	-4 675,81	-51 129,74
	необоснованные расходы понесенные /экономически расходы понесенные при установлении тарифов за отчетный год		-4 675,81	
	ИТОГО НВВ на производство и передачу (или передачу тепловой энергии)			
4	Итого НВВ на производство и передачу	тыс.руб.	645 636,70	546 647,25
	Полезный отпуск потребителям, в том числе	тыс. Гкал	1 805,25	1 757,08
	прочим (кроме населения)	тыс. Гкал	1 805,25	1 757,08
	население	тыс. Гкал		
	Тариф	руб./Гкал	357,64	311,11

1.11.2.3. Структура цен (тарифов) МУП «МУК»

Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблицах 217-218.

Таблица 217 – Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (угольная котельная)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	За 2020 год
1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	269,78
2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	140,49
3.	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	5 826,04
4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	1 102,31
5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс. руб.	483,64
6.	Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)	тыс. руб.	17,55
7.	Другие расходы, в том числе:	тыс. руб.	4 212,03
8.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс. руб.	64,663
9.	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	1 759,46
10.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	245,13
11.	Расходы на топливо	тыс. руб.	4 829,73
12.	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	1 463,93
13.	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	67,80

Таблица 218 – Расходы МУП «МУК», связанные с производством и реализацией тепловой энергии (дизельная котельная)

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	За 2020 год
1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс. руб.	78,62
2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	93,52
3.	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	1 789,11
4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	531,99
5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс. руб.	206,59
6.	Расходы на служебные командировки (Компенсация личного транспорта мастеру)	тыс. руб.	15,32
7.	Другие расходы, в том числе:	тыс. руб.	2 837,61
8.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных	тыс. руб.	151,061

	платежей, в том числе:		
9.	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	540,31
10.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	354,35
11.	Расходы на топливо	тыс. руб.	18 336,96
12.	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	626,55
13.	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	26,76

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 219.

Таблица 219 – 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

№ п.п.	Показатели	Единица измерения	2019
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 источники 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 220.

Таблица 220 – Расходы АО «ММТП», связанные с производством и реализацией тепловой энергии

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	2018	2019	2020
1.	Расходы на приобретение сырья и материалов	тыс.руб.	1841	1896	1004,75
2.	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	10997	11323	10074,48
3.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	25279	26027	13272,01
4.	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс.руб.	58	60	30,83
5.	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями	тыс.руб.	2593	2670	1571,35
6.	Другие расходы, в том числе:	тыс.руб.	864	890	114,39
7.	Расходы по охране труда и технике безопасности	тыс.руб.	139	143	93,51
8.	Арендная плата	тыс.руб.	2 296	2 364	5146
9.	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей	тыс.руб.	621	639	2291
10.	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	7 308	7 524	4035
11.	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	4 187	4 213	3052
12.	Расходы на топливо	тыс.руб.	38 025	39 150	52334
13.	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	3 934	4 050	5477
14.	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	451	464	414

1.11.2.6. Структура цен (тарифов) ЖКС №1 (г. Мурманск)

филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ

Расходы ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ, связанные с производством и реализацией тепловой энергии, представлены в таблице 221.

Таблица 221 – Расходы ЖКС №1 (г. Мурманск) филиала ФГБУ "ЦЖКУ" МО РФ по ОСК СФ, 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
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

Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности отсутствуют.

1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей, отсутствует.

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 39,55 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. Применение открытой системы теплоснабжения в системе теплоснабжения котельной «Северная». Согласно федеральному закону «О теплоснабжении» №190-ФЗ от 27.07.2010, применение открытой системы теплоснабжение запрещено с 01.01.2022 г. К этому моменту необходимо выполнить мероприятия по обеспечению потребителей горячим водоснабжением с отсутствием водоразбора из сетевого контура.

2. 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 2016-2020 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.