



**Схема теплоснабжения
муниципального образования
городской округ город-герой Мурманск
на период с 2023 по 2042 годы
(актуализация на 2027 год)**

Обосновывающие материалы

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



СОГЛАСОВАНО:

Генеральный директор
ООО «Невская Энергетика»

_____ Е.А. Кикоть
«___» _____ 2026 г.

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Комитета по жилищной
политике администрации города Мурманска

_____ А.Ю. Червинко
«___» _____ 2026 г.

**Схема теплоснабжения
муниципального образования
городской округ город-герой Мурманск
на период с 2023 по 2042 годы
(актуализация на 2027 год)**

Обосновывающие материалы

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

г. Санкт-Петербург

2026 год



СОСТАВ ДОКУМЕНТА

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

Глава	Наименование документа
Глава 1	"Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения"
Глава 1. Приложения А-И	«Принципиальные технологические схемы источников»
Глава 1. Приложение К	«Зоны действия источников тепловой энергии»
Глава 1. Приложение Л	«Схема тепловых сетей»
Глава 1. Приложение М	«Зоны эксплуатационной ответственности»
Глава 1 Приложение Н	«Оценка надежности теплоснабжения»
Глава 2	"Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения"
Глава 3	"Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения"
Глава 3. Приложения 1	«Результаты калибровки гидравлических режимов»
Глава 3. Приложения 2	«Альбом характеристик тепловых сетей»
Глава 3. Приложения 3	«Характеристики потребителей тепловой энергии»
Глава 3. Приложения 4	«Характеристики насосных станций и ЦТП»
Глава 3. Приложения 5	«Гидравлические режимы работы тепловых сетей»
Глава 4	«Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»
Глава 5	«Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»
Глава 6	«Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах»
Глава 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	Наименование документа
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"

СОДЕРЖАНИЕ

СОСТАВ ДОКУМЕНТА.....	3
Перечень таблиц	7
Перечень рисунков	12
ОПРЕДЕЛЕНИЯ	13
ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	15
ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	17
7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определения целесообразности или нецелесообразности подключения теплопотребляющих установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	17
7.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми и соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	30
7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	30
7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	30
7.4.1 СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА.....	31
7.4.2 СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ НА 2025- 2030 ГОДЫ.....	41
7.4.3 СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД 2023-2028 ГГ.	44
7.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок	50
7.6.1 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОБСТВЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА МУРМАНСКОЙ ТЭЦ.....	51
7.6.2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ МУРМАНСКОЙ ТЭЦ.....	53
7.6.3 МЕРОПРИЯТИЯ ДЛЯ ВОСТОЧНОЙ КОТЕЛЬНОЙ.....	67
7.6.4 МЕРОПРИЯТИЯ ДЛЯ ЮЖНОЙ КОТЕЛЬНОЙ	78
7.7 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	86
7.8 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	86

7.9	Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	86
7.10	Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	86
7.11	Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.....	87
7.12	Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.....	87
7.13	Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города.....	89
7.13.1	Котельная «Северная»	89
7.13.2	Котельная «Роста»	105
7.13.3	Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная МУП «МУК»).....	113
7.13.4	Угольная котельная района Дровяное.....	118
7.13.5	Котельная «Абрам-Мыс» АО «Мурманэнергосбыт»	124
7.13.6	Котельная АО «Мурманский морской торговый порт»	131
7.13.7	Котельная №22 ООО ИТЭ.....	137
7.13.8	Котельная «Фестивальная»	143
7.13.9	Котельная ТЦ «Росляково – 1»	148
7.13.10	Котельная ТЦ «Росляково Южное».....	154
7.13.11	Новая БМК (в районе ул. Шабалина)	160
7.14	Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	165
7.15	Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории города	165
7.16	Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения	165

Перечень таблиц

Таблица 7.1	Прогноз электропотребления и среднегодовые темпы прироста по России и ОЭС Северо-Запада.....	32
Таблица 7.2	Значения максимумов нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России и Объединенной энергосистеме Северо-Запада.....	32
Таблица 7.3	Рекомендации по демонтажу генерирующего оборудования ТЭС на 2011-2030 годы, млн. кВт.....	33
Таблица 7.4	Сводные данные о рекомендуемых объемах вводов генерирующих мощностей в период 2011 – 2030 годы, ГВт.....	35
Таблица 7.5	Сводные данные о рекомендуемых объемах вводов генерирующих мощностей в период 2011 – 2030 годы, ГВт.....	38
Таблица 7.6	Прогноз потребления ОЭС Северо-Запада, млрд. кВт*ч	40
Таблица 7.7	Прогноз электропотребления на 2024-2030 годы, млн. кВт*ч	42
Таблица 7.8	Сопоставление прогнозов электропотребления Мурманской области согласно Сценарным условиям и Схемы и программы развития ЕЭС России на 2025-2030 годы	42
Таблица 7.9	Прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада (Мурманская область).....	43
Таблица 7.10	Объемы и структура ввода генерирующих мощностей ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада, МВт.....	43
Таблица 7.11	Прогноз спроса на электрическую энергию на территории Мурманской области на 2023-2028 годы, млрд. кВт*ч.....	45
Таблица 7.12	Установленная мощность электростанций Мурманской области в период 2022-2028 годов.....	46
Таблица 7.13	Баланс электроэнергии энергосистемы Мурманской области в период 2022-2027 годов. Работа ГЭС по среднемноголетней величине, млрд. кВтч	48
Таблица 7.14	Сведения об установленных котлах	50
Таблица 7.15	Сведения об установленных турбинах Мурманской ТЭЦ	50
Таблица 7.16	Сведения об установленных подогревателях Мурманской ТЭЦ.....	51
Таблица 7.17	Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т/Гкал	52
Таблица 7.18	Показатели работы источников АО «Мурманская ТЭЦ» за 2025 г. 52	
Таблица 7.19	Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ	54
Таблица 7.20	Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 1	56
Таблица 7.21	Капитальные затраты на реализацию мероприятий по сценарию 1, млн. руб. (без НДС)	58

Таблица 7.22	Технико-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 1	60
Таблица 7.23	Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ	61
Таблица 7.24	Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 2	62
Таблица 7.25	Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Сценарию 2, млн. руб. (без НДС)	64
Таблица 7.26	Технико-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 2	65
Таблица 7.27	Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 1 и 2	69
Таблица 7.28	Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 1 и 2	70
Таблица 7.29	Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 2	71
Таблица 7.30	Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Сценария 1 для Восточной котельной, млн. руб. (без НДС)	73
Таблица 7.31	Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Сценария 2 для Восточной котельной, млн. руб. (без НДС)	74
Таблица 7.32	Технико-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 1	75
Таблица 7.33	Технико-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 2	76
Таблица 7.34	Существующий и перспективный состав оборудования котельной Южная для Сценария 1 и 2	79
Таблица 7.35	Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Южная по Сценарию 1	80
Таблица 7.36	Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Южная по Сценарию 2	81
Таблица 7.37	Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1, млн. руб. (без НДС)	82
Таблица 7.38	Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 2, млн. руб. (без НДС)	83
Таблица 7.39	Технико-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1	84
Таблица 7.40	Технико-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 2	85
Таблица 7.41	Состав оборудования котельной Северная по Сценарию 1 и 2	93

Таблица 7.42	Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 1	95
Таблица 7.43	Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 2	96
Таблица 7.44	Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС)	97
Таблица 7.45	Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 2 для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС)	98
Таблица 7.46	Перечень мероприятий по переходу на закрытую схему теплоснабжения от котельной "Северная"	99
Таблица 7.47	Технико-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 1	102
Таблица 7.48	Технико-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 2	103
Таблица 7.49	Состав оборудования котельной «Роста».....	106
Таблица 7.50	Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Роста» по сценарию 1	107
Таблица 7.51	Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Роста» по сценарию 2	108
Таблица 7.52	Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 для котельной «Роста», млн. руб. (без НДС)	109
Таблица 7.53	Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 2 для котельной «Роста», млн. руб. (без НДС)	109
Таблица 7.54	Технико-экономические показатели работы котельной «Роста» для Сценария 1	110
Таблица 7.55	Технико-экономические показатели работы котельной «Роста» для Сценария 2	111
Таблица 7.56	Состав оборудования котельной	115
Таблица 7.57	Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» по сценарию 1 и 2	116
Таблица 7.58	Показатели работы котельной № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» по сценарию 1 и 2	117
Таблица 7.59	Технико-экономические показатели работы новой блочно-модульной котельной 1,8 МВт микрорайона Дровяное (ООО «ТЛК» с 2026 года вместо угольной котельной МУП «МУК»)	121
Таблица 7.60	Баланс мощности и тепловой нагрузки новой блочно-модульной котельной 1,8 МВт микрорайона Дровяное (ООО «ТЛК» с 2026 года вместо угольной котельной МУП «МУК») по сценарию 1 и 2	122
Таблица 7.61	Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Абрам-Мыс» по сценарию 1	126

Таблица 7.62	Технико-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 1	127
Таблица 7.63	Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2	129
Таблица 7.64	Технико-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2	130
Таблица 7.65	Состав оборудования котельной АО «Мурманский морской торговый порт»	132
Таблица 7.66	Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 1)	133
Таблица 7.67	Технико-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 1)	134
Таблица 7.68	Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 2)	135
Таблица 7.69	Технико-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 2)	136
Таблица 7.70	Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 для котельной №22, млн. руб. (без НДС)	137
Таблица 7.71	Состав оборудования котельной №22	137
Таблица 7.72	Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 2 для котельной №22, млн. руб. (без НДС)	138
Таблица 7.73	Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной №22 (сценарий 1)	139
Таблица 7.74	Технико-экономические показатели работы котельной №22 (сценарий 1)	140
Таблица 7.75	Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной №22 (сценарий 2)	141
Таблица 7.76	Технико-экономические показатели работы котельной №22 (сценарий 2)	142
Таблица 7.77	Состав оборудования котельной «Фестивальная»	143
Таблица 7.78	Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Фестивальная» (сценарий 1)	144
Таблица 7.79	Технико-экономические показатели работы котельной «Фестивальная» для Сценария 1	145
Таблица 7.80	Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Фестивальная» (сценарий 2)	146
Таблица 7.81	Технико-экономические показатели работы котельной «Фестивальная» для Сценария 2	147
Таблица 7.82	Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 1)	149

Таблица 7.83	Технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково-1» по сценарию 1	150
Таблица 7.84	Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 2)	152
Таблица 7.85	Технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 2)	153
Таблица 7.86	Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 1 и 2	155
Таблица 7.87	Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 1 и 2	156
Таблица 7.88	Состав основного оборудования новой котельной в мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч)	157
Таблица 7.89	Характеристика основного оборудования новой котельной в мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч)	157
Таблица 7.90	Состав резервуаров для хранения резервного топлива новой котельной в мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч)	157
Таблица 7.91	Капитальные затраты на мероприятия при реализации альтернативного сценария для котельной «мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч)	158
Таблица 7.92	Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 3	159
Таблица 7.93	Баланс мощности и тепловой нагрузки новой БМК (в районе ул. Шабалина) (сценарий 1)	161
Таблица 7.94	Технико-экономические показатели работы новой БМК (в районе ул. Шабалина) для Сценария 1	162
Таблица 7.95	Баланс мощности и тепловой нагрузки новой БМК (в районе ул. Шабалина) (сценарий 2)	163
Таблица 7.96	Технико-экономические показатели работы новой БМК (в районе ул. Шабалина) для Сценария 2	164

Перечень рисунков

Рисунок 7.1	Структура вывода мощностей ПСУ ОЭС	34
Рисунок 7.2	Структура ввода мощностей ОЭС Северо-Запада.....	36
Рисунок 7.3	Соотношение вводимых и выводимых мощностей	37
Рисунок 7.4	Уровни потребления электроэнергии и мощности на территории Мурманской области на 2024-2028 годы.....	46
Рисунок 7.5	Баланс тепловой мощности Мурманской ТЭЦ на период актуализации Схемы теплоснабжения по сценарию 1 и 2	55
Рисунок 7.6	Баланс тепловой мощности Восточной котельной для Сценария 1 и 2	69
Рисунок 7.7	Блочно-модульная котельная мощностью 0,9 МВт, работающая на щепе (древесной пеллете)	114
Рисунок 7.8	Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива .	118
Рисунок 7.9	Блочно-модульная котельная мощностью 1,8 МВт, работающая на щепе (древесной пеллете)	120
Рисунок 7.10	Баланс тепловой мощности котельной «Абрам-Мыс».....	124

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей работе применяют следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	АСКУТЭ	Автоматическая система контроля и учета тепловой энергии
2	АСКУЭ	Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии
3	АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
4	БМК	Блочно-модульная котельная
5	ВК	Ведомственная котельная
6	ВПУ	Водоподготовительная установка
7	ГВС	Горячее водоснабжение
8	ГТУ	Газотурбинная установка
9	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
10	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
11	ИП	Инвестиционная программа
12	ИС	Инвестиционная составляющая
13	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
14	КИП	Комплексный инвестиционный проект модернизации системы теплоснабжения Мурманской области на 2015-2030 годы
15	КРП	Квартальный распределительный пункт
16	МК, КМ	Муниципальная котельная
17	ММРП	Мурманский морской рыбный порт
18	ММТП	Мурманский морской торговый порт
19	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
20	НВВ	Необходимая валовая выручка
21	НДС	Налог на добавленную стоимость
22	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
23	НС	Насосная станция
24	НТД	Нормативная техническая документация
25	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
26	ОВ	Отопление и вентиляция
27	ОВК	Отопительно-водогрейная котельная
28	ОДЗ	Общественно-деловая застройка
29	ОДС	Оперативная диспетчерская служба
30	ОИК	Оперативный информационный комплекс
31	ОКК	Организация коммунального комплекса
32	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
33	ОЭТС	Отдел эксплуатации тепловых сетей
34	ПВК	Пиковая водогрейная котельная
35	ПУ	Парогазовая установка
36	ПИР	Проектные и изыскательские работы
37	ПНС	Повысительно-насосная станция
38	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
39	ППМ	Пенополиминерал
40	ППУ	Пенополиуретан
41	ПСД	Проектно-сметная документация
42	РЭК	Региональная энергетическая комиссия
43	СМР	Строительно-монтажные работы
44	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
45	ТБО	Твердые бытовые отходы
46	ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
47	ТФУ	Теплофикационная установка

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

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

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

Организация централизованного теплоснабжения осуществляется в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 8 августа 2012 г. №808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». Согласно данному постановлению, при утверждении схемы теплоснабжения соответствующим органом местного самоуправления, статус единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО) присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации, на основании критериев и порядка, указанных в Главе 2 данного постановления. Предложения по выбору ЕТО в административных границах Мурманска представлены в Главе 15 Обосновывающих Материалов «Реестр единых теплоснабжающих организаций».

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

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

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для

подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными постановлением Правительства РФ от 30 ноября 2021 года №2115 «Об утверждении правил подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, правил недискриминационного доступа к услугам по передаче тепловой энергии, теплоносителя» (вступившим в силу с 01 марта 2022 года).

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

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

В случае, если подключение объекта к системе теплоснабжения в соответствии со схемой теплоснабжения возможно через тепловые сети или источники тепловой энергии, принадлежащие на праве собственности или на ином законном основании смежной организации, и при этом для подключения не требуется создание и (или) модернизация (реконструкция) технологически связанных (смежных) тепловых сетей или источников тепловой энергии в целях изменения их тепловой мощности для обеспечения требуемой заявителем тепловой нагрузки, заключение договора о подключении осуществляется исполнителем после получения от смежной организации в письменной форме согласия на подключение объекта через принадлежащие ей тепловые сети или источники тепловой энергии.

Исполнитель в течение 5 рабочих дней со дня получения заявки на подключение направляет в смежную организацию запрос о представлении согласия на подключение

объекта капитального строительства непосредственно к принадлежащим ей тепловым сетям и одновременно уведомляет заявителя о направлении указанного запроса.

Смежная организация обязана в течение 5 рабочих дней со дня получения от исполнителя запроса о представлении согласия на подключение объекта капитального строительства непосредственно к принадлежащим ей тепловым сетям направить исполнителю в письменной форме согласие на подключение объекта с указанием факта необходимости или отсутствия необходимости реализации мероприятий на тепловых сетях указанной организации для подключения заявителя или отказ от согласования подключения объекта через принадлежащие ей тепловые сети.

В случае если смежная организация является лицом, не оказывающим услуги по передаче тепловой энергии и (или) не осуществляющим продажу тепловой энергии, и для подключения не требуется модернизация (реконструкция) технологически связанных тепловых сетей организации для обеспечения требуемой заявителем тепловой нагрузки, заключение договора о подключении осуществляется исполнителем после получения от указанной смежной организации в письменной форме согласия на подключение объекта непосредственно к принадлежащим ей тепловым сетям с приложением копий документов, подтверждающих право собственности или иное законное право владения технологически связанными тепловыми сетями и (или) источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения. Такое согласие является достаточным основанием для заключения договора о подключении между заявителем и исполнителем через тепловые сети, принадлежащие на праве собственности или на ином законном основании смежной организации.

При получении исполнителем отказа смежной организации, являющейся лицом, не оказывающим услуги по передаче тепловой энергии и (или) не осуществляющим продажу тепловой энергии, от согласования подключения объекта непосредственно к принадлежащим ей тепловым сетям или неполучении в установленный срок ответа от смежной организации исполнитель определяет точку присоединения на существующих тепловых сетях, принадлежащих исполнителю, и уведомляет об этом заявителя в течение 5 рабочих дней с даты получения соответствующего отказа или с даты истечения срока, установленного для ответа смежной организации.

В случае если смежная организация является лицом, не оказывающим услуги по передаче тепловой энергии и (или) не осуществляющим продажу тепловой энергии, и для подключения требуется модернизация (реконструкция) технологически связанных

тепловых сетей, в том числе в целях изменения их тепловой мощности для обеспечения требуемой заявителем тепловой нагрузки, исполнителем и смежной организацией заключается договор гражданско-правового характера в порядке и на условиях, которые предусмотрены гражданским законодательством Российской Федерации.

В случае если для подключения на объектах теплоснабжения смежной организации не требуется выполнение работ по их реконструкции (модернизации), исполнитель заключает с такой смежной организацией соглашение о взаимодействии в целях подключения объектов заявителя, в котором определяются обязательства сторон в связи с подключением объекта капитального строительства заявителя, а также ответственность сторон за неисполнение обязательств по соглашению. Смежная организация обязана подписать проект соглашения о взаимодействии в течение 10 рабочих дней с даты его получения от исполнителя.

В случае если для подключения объекта требуется создание и (или) модернизация (реконструкция) тепловых сетей или источников тепловой энергии, принадлежащих на праве собственности или на ином законном основании смежной организации, в целях изменения их тепловой мощности для обеспечения требуемой заявителем тепловой нагрузки, заключение с заявителем договора о подключении осуществляется исполнителем после заключения со смежной организацией договора о подключении объекта через тепловые сети или источники тепловой энергии, принадлежащие на праве собственном или на ином законном основании смежной организации. При этом исполнитель направляет в смежную организацию заявку на заключение договора о подключении объекта непосредственно к тепловым сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании смежной организации, с приложением сведений и документов, которые получены от заявителя в соответствии с пунктами 35 и 36 «Правил подключения «технологического присоединения» к системам теплоснабжения».

Заключение договора о подключении объекта через тепловые сети или источники тепловой энергии, принадлежащие на праве собственности или на ином законном основании смежной организации, осуществляется в порядке и сроки, установленные настоящими Правилами. При этом срок подключения объекта (если его подключение осуществляется через тепловые сети или источники тепловой энергии, принадлежащие на праве собственности или на ином законном основании смежной

организации) увеличивается на срок подключения исполнителя к тепловым сетям или источникам тепловой энергии смежной организации.

В случае если для подключения объекта капитального строительства к системе теплоснабжения требуется строительство, реконструкция тепловых сетей и (или) источников тепловой энергии на земельных участках, находящихся в собственности или на ином законном праве третьих лиц и (или) имеющих ограничения по использованию, срок подключения объекта капитального строительства увеличивается на срок, равный сроку оформления документов, предоставляющих право исполнителю осуществлять строительство, реконструкцию тепловых сетей и (или) источников тепловой энергии на указанных земельных участках.

Правообладатели земельных участков, а также органы местного самоуправления в случаях, предусмотренных статьей 39.11 Земельного кодекса Российской Федерации, вправе обратиться в теплоснабжающую или теплосетевую организацию, определенную в соответствии с пунктом 4 Правил, утверждённых постановлением РФ от 30 ноября 2021 года №2115, с запросом о предоставлении технических условий.

Запрос о предоставлении технических условий должен содержать:

- 1) наименование лица, направившего запрос, его местонахождение и почтовый адрес;
- 2) копии правоустанавливающих документов, подтверждающих право собственности или иное законное право заявителя на земельный участок, права на которые не зарегистрированы в Едином государственном реестре недвижимости (в случае если такие права зарегистрированы в указанном реестре, представляются также соответствующие выписки из Единого государственного реестра недвижимости с датой выдачи не ранее 30 дней), заверенные заявителем;
- 3) информацию о границах земельного участка, на котором планируется осуществить строительство подключаемого объекта или расположен реконструируемый подключаемый объект;
- 4) информацию о разрешенном использовании земельного участка;
- 5) сведения о размере суммарной подключаемой тепловой нагрузки с указанием вида теплоносителя и его параметров (давление и температура), категории надежности.

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

При предоставлении заявителем сведений и документов, указанных в пункте 16 Правил, утвержденных постановлением Правительства РФ от 30 ноября 2021 года №2115 (вступившим в силу с 01 марта 2022 года), в полном объеме, теплоснабжающие и теплосетевые организации в течение 30 дней со дня получения запроса представляет лицу, направившему запрос в теплоснабжающую или теплосетевую организацию, в письменной форме информацию, содержащую сведения о точках подключения и информацию о наличии или об отсутствии технических ограничений на перераспределение мощности. Указанная информация представляется на безвозмездной основе.

В случае непредставления сведений и документов, указанных в пункте 16 указанных Правил, в полном объеме либо представления недостоверных сведений и (или) документов теплоснабжающие и теплосетевые организации направляют отказ в выдаче технических условий подключения.

Обязательства организации, предоставившей технические условия (срок действия технических условий подключения составляет 3 года (а при комплексном развитии территории - 5 лет) с даты их выдачи), предусматривающие максимальную нагрузку, сроки подключения объектов к системе теплоснабжения и срок действия технических условий прекращаются в случае, если в течение 1 года (при комплексном развитии территории - в течение 3 лет) со дня предоставления правообладателю земельного участка указанных технических условий подключения он не подаст заявку на заключение договора о подключении.

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

В случае если заявитель не имеет сведений об организации, в которую следует обратиться с целью заключения договора о подключении, он вправе обратиться в орган местного самоуправления с письменным запросом о представлении сведений о такой организации с указанием местонахождения подключаемого объекта.

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

Основанием для заключения договора о подключении является поданная заявителем заявка на подключение, в соответствии с правилами подключения, утвержденных постановлением Правительства РФ от 30 ноября 2021 года №2115 (вступившим в силу с 01 марта 2022 года).

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

Единая теплоснабжающая организация в течение 5 рабочих дней со дня получения от исполнителя запроса о наличии или об отсутствии технической возможности подключения направляет ответ о наличии (отсутствии) резерва пропускной способности тепловых сетей и (или) мощности источников тепловой энергии в системе теплоснабжения. Указанный срок увеличивается на срок получения ответа о технической возможности подключения от смежной организации.

При наличии резерва пропускной способности тепловых сетей и (или) мощности источников тепловой энергии в системе теплоснабжения между исполнителем и единой теплоснабжающей организацией заключается соглашение о взаимодействии при подключении объектов заявителя.

При отсутствии технической возможности подключения в связи с недостаточной величиной резерва пропускной способности тепловых сетей и (или) мощности источников тепловой энергии смежных организаций и выборе заявителем варианта создания технической возможности подключения в соответствии с абзацем вторым пункта 24 настоящих Правил исполнитель обязан обратиться в указанные единой теплоснабжающей организацией смежные организации для заключения договора в соответствии с пунктом 27 настоящих Правил, а также заключить с единой теплоснабжающей организацией соглашение о взаимодействии при подключении объектов заявителя и предоставлять в единую теплоснабжающую организацию сведения о сроке и размере подключаемой тепловой нагрузки, а также копию акта о подключении после исполнения договора о подключении в порядке и в сроки, которые предусмотрены единой теплоснабжающей организацией.

Проверку отсутствия технической возможности подключения в связи с недостаточной величиной резерва пропускной способности тепловых сетей и (или)

мощности источников тепловой энергии смежных организаций осуществляет единая теплоснабжающая организация, к зоне деятельности, которой осуществляется подключение. Порядок согласования величины резерва пропускной способности тепловых сетей и (или) резерва мощности источников тепловой энергии со смежными организациями определяется единой теплоснабжающей организацией. Единая теплоснабжающая организация определяет перечень смежных организаций, в которые исполнителю (в том числе единой теплоснабжающей организации) необходимо обратиться за заключением договора о подключении, а в случаях заключения договора со смежной организацией, являющейся лицом, не оказывающим услуги по передаче тепловой энергии и (или) не осуществляющим продажу тепловой энергии, за заключением договора гражданско-правового характера в порядке и на условиях, которые предусмотрены гражданским законодательством Российской Федерации. В указанном случае по соглашению сторон может быть заключен договор о подключении со множественностью лиц, включая исполнителя, заявителя и смежную организацию.

В этом случае плата за подключение для исполнителя устанавливается в индивидуальном порядке с учетом расходов на создание технической возможности подключения смежными организациями.

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

Единая теплоснабжающая организация обязана в течении 7 рабочих дней со следующего дня после получения запроса о предоставлении технических условий подключения обязаны представить технические условия подключения или мотивированный отказ в их выдаче.

В случае если на момент получения запроса о выдаче технических условий подключения техническая возможность подключения отсутствует, теплоснабжающая

организация, теплосетевая организация направляют заявителю письмо с указанием возможных вариантов создания технической возможности подключения, указанных в пункте 24 настоящих Правил.

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

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

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

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

Подключение к системам теплоснабжения осуществляется в следующем порядке:

- 1) направление исполнителю заявки на заключение договора о подключении;
- 2) заключение договора о подключении;
- 3) выполнение сторонами договора о подключении мероприятий по подключению, предусмотренных условиями договора о подключении;
- 4) составление акта о готовности;
- 5) получение заявителем временного разрешения органа федерального государственного энергетического надзора для проведения испытаний и

пусконаладочных работ в отношении подключаемых объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок;

6) подача тепловой энергии и теплоносителя на объект заявителя на время проведения пусконаладочных работ и комплексного опробования;

7) составление акта о подключении.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается.

В случае если схемой теплоснабжения не определен радиус эффективного теплоснабжения для соответствующих объектов, расчет радиуса эффективного теплоснабжения проводит исполнитель (теплоснабжающая или теплосетевая организация) в соответствии с утвержденными Министерством энергетики Российской Федерации методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.

Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки, актуализации и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое присоединение возможно в перспективе.

Существующие и планируемые к застройке потребители, вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

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

- любых объектов при отсутствии экономической целесообразности подключения к централизованной системе теплоснабжения;

- инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/м²год, т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

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

В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ №190 «О теплоснабжении» «Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения».

Планируемые к строительству жилые дома, могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления (при условии согласования с газоснабжающей организацией). В соответствии с п. 1 СП 41-108-2004 «Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе»: «Использование поквартирных систем теплоснабжения с теплогенераторами на газовом топливе для жилых зданий высотой более 28 м (11 этажей и более) допускается по согласованию с территориальными органами Управления Пожарной Охраны МЧС России».

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

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

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

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

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

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

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

Согласно методическим рекомендациям по разработке Схемы теплоснабжения, предложения по новому строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения теплоснабжения потребителей возможны только в случае утвержденных решений по строительству генерирующих мощностей в региональных схемах и программах перспективного

развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Общий сценарий развития электроэнергетики России был спрогнозирован в 2011 году Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике Минэнерго РФ в работе «Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года».

Территория города, входящая в состав ОЭС Северо-Запада, включена в Схему и программу развития Единой энергетической системы России на 2025-2030 годы, утверждённую приказом Министерства энергетики РФ от 29.11.2024 г. №2328.

Необходимость или возможность строительства нового источника теплоснабжения с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок может быть определена исходя из анализа существующих документов, определяющих перспективу развития электроэнергетики.

7.4.1 Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года

Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года в 2011 году разработаны ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по поручению Минэнерго России.

В сценарных условиях отражены ключевые направления и наиболее приоритетные параметры развития электроэнергетики страны до 2030 года. Реперными точками сценарных условий являются: 2015, 2020, 2025 годы. Отсчетным был принят 2010 год.

Целевые ориентиры сценарных условий соответствуют базовому варианту развития Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2030 года, одобренной правительством Российской Федерации.

Прогноз электропотребления и среднегодовые темпы прироста на перспективу по стране в целом, и в частности по Объединенной энергосистеме Северо-Запада, до 2030 года представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 Прогноз электропотребления и среднегодовые темпы прироста по России и ОЭС Северо-Запада

Энергосистема	2009 год	2010 год	2011 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
РОССИЯ (централизованное электропотребление), млрд. кВт*ч	958,0	1000,5	1017,6	1143,8	1260,6	1389,2	1521,2
годовой темп прироста, %	-4,35	4,44	1,7	2,71	1,96	1,96	1,83
ОЭС Северо-Запада, млрд. кВт*ч	88,8	92,7	94,0	102,6	116,8	128,3	140,2
годовой темп прироста, %	-2,73	4,4	1,38	2,05	2,63	1,89	1,79

Таким образом, среднегодовой темп прироста электропотребления по России в целом до 2030 года составит 2,12% в год. В тоже время, по ОЭС Северо-Запада данный показатель составит 2,09%.

Основным фактором, определяющим величину потребности в установленной мощности, является годовой максимум нагрузки (потребляемая мощность).

В 2010 году максимум нагрузки в зоне централизованного электроснабжения Единой энергосистемы России составил 152,4 ГВт. В этот же период максимум нагрузки в ОЭС Северо-Запада составил 14,7 ГВт.

Величина максимума нагрузки в ЛЭС Северо-Запада в 2015 году оценивается в размере 16,3 ГВт, что на 1,6 ГВт выше отчетного уровня 2010 года.

Значения максимумов нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России и Объединенной энергосистеме Северо-Запада на период 2015-2020-2025-2030 годы приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 Значения максимумов нагрузки в зоне централизованного электроснабжения России и Объединенной энергосистеме Северо-Запада

Энергосистема	2010 год отчет	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Централизованная зона ЕЭС России, ГВт	152,4	176,7	193,8	212,6	232,2
ОЭС Северо-Запада, ГВт	14,7	16,3	18,2	19,8	21,7

Сценарными условиями развития электроэнергетики даны рекомендации по демонтажу оборудования ТЭС на период 2011-2030 годы. В таблице 7.3 приведены рекомендации по демонтажу мощностей в ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада.

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

Наименование ОЭС	2011 - 2015 годы	2016 - 2020 годы	2021 - 2025 годы	2026 - 2030 годы	2011 - 2030 годы
Централизованная зона России - всего, в том числе:	5,15	5,69	21,59	18,44	50,88
теплофикационные	3,83	3,24	8,41	6,65	22,13
паросиловые	3,82	3,24	8,41	6,64	22,11
240 ата	0,00	0,00	1,00	1,50	2,50
130 ата	1,48	1,45	1,22	0,44	4,85
90 ата	1,74	1,45	1,22	0,44	4,85
45 ата и ниже	0,60	0,32	0,52	0,05	1,48
ГТУ	0,01	0,00	0,00	0,01	0,02
конденсационные	1,32	2,46	13,18	11,80	28,75
паросиловые	1,12	2,41	13,15	11,63	28,30
240 ата и выше	0,26	0,00	7,00	8,30	15,56
130 ата	0,40	1,67	5,39	3,23	10,69
90 ата	0,33	0,73	0,75	0,10	1,91
45 ата и ниже	0,12	0,00	0,10	0,00	0,13
ПГУ	0,00	0,00	0,00	0,17	0,17
ГТУ	0,06	0,05	0,00	0,00	0,11
дизельные	0,15	0,00	0,03	0,00	0,18
ОЭС Северо-Запада	0,53	0,48	1,38	1,78	4,18
теплофикационные	0,44	0,43	0,40	0,97	2,25
паросиловые	0,44	0,43	0,40	0,97	2,25
240 ата	0,00	0,00	0,00	0,50	0,50
130 ата	0,30	0,21	0,23	0,47	1,20
90 ата	0,14	0,16	0,15	0,00	0,45
45 ата и ниже	0,00	0,06	0,03	0,00	0,08
конденсационные	0,09	0,06	0,98	0,81	1,93
паросиловые	0,09	0,06	0,97	0,81	1,92
240 ата и выше	0,00	0,00	0,60	0,60	1,20
130 ата	0,00	0,00	0,00	0,21	0,21
90 ата	0,08	0,06	0,37	0,00	0,50
45 ата и ниже	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01

Суммарный вывод генерирующих мощностей по ЕЭС России до 2030 года оценивается в 50,88 ГВт, из них на ОЭС Северо-Запада приходится 4,18 ГВт, что соответствует 8,2% от общего вывода генерирующих мощностей.

На рисунке 7.1 графически представлено соотношение вывода теплофикационных и конденсационных мощностей.

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

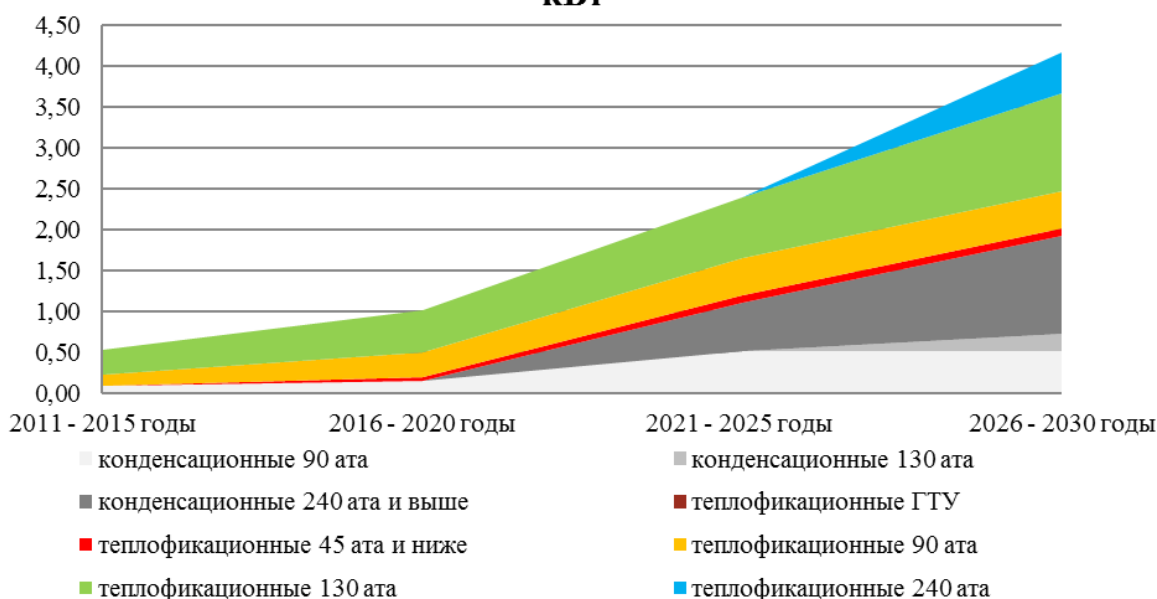


Рисунок 7.1 Структура вывода мощностей ПСУ ОЭС

Соотношение вывода теплофикационных и конденсационных мощностей составляет 53,8% и 46,2% соответственно. Однако, основной объем вывода конденсационных мощностей приходится на 2021-2030 годы, тогда как вывод теплофикационных мощностей с 2011 года ежегодно увеличивается.

Наибольший объем вывода теплофикационных мощностей приходится на турбины давлением 130 ата. Объем вывода таких турбин запланирован на уровне 1,2 ГВт до 2030 года, что составляет 28,7% от общего вывода мощностей ОЭС Северо-Запада.

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

В таблице 7.4 представлены сводные данные о рекомендуемых сценарными условиями развития электроэнергетики объемах вводов генерирующих мощностей в период 2011 – 2030 годы по типам электростанций по ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада.

Таблица 7.4 Сводные данные о рекомендуемых объемах вводов генерирующих мощностей в период 2011 – 2030 годы, ГВт

Тип электростанций	2011 - 2015 годы	2016 - 2020 годы	2021 - 2025 годы	2026 - 2030 годы	2011 - 2030 годы
ЕЭС России - всего, в том числе:	38,47	27,46	44,69	47,81	158,42
АЭС	6,52	8,10	12,96	12,75	40,33
ГЭС и ГАЭС	5,25	1,99	3,17	1,72	12,13
ГЭС	4,27	0,35	2,78	1,20	8,61
ГАЭС	0,98	1,64	0,39	0,52	3,53
ТЭС из них:	26,53	17,74	27,87	29,68	100,83
ТЭС	26,37	16,70	26,76	27,66	97,49
распределенная когенерация	0,16	0,04	1,12	2,02	3,34
ВИЭ, из них:	0,16	0,63	0,68	3,65	5,12
ветровые	0,02	0,25	0,05	0,45	0,77
геотермальные	0,02	0,05	0,00	0,00	0,07
приливные	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01
био-ТЭЦ	0,00	0,00	0,16	2,36	2,52
малые ГЭС	0,11	0,33	0,47	0,85	1,75
ОЭС Северо-Запада, в том числе:	3,76	6,62	4,70	4,77	19,84
АЭС	1,18	4,63	2,40	1,15	9,35
ГЭС и ГАЭС	0,00	1,34	0,39	0,00	1,73
ГЭС	0,00	0,17	0,00	0,00	0,17
ГАЭС	0,00	1,17	0,39	0,00	1,56
ТЭС из них:	2,57	0,64	1,83	2,84	7,88
ТЭС	2,57	0,64	1,71	2,63	7,54
распределенная когенерация	0,00	0,00	0,13	0,21	0,34
ВИЭ, из них:	0,01	0,02	0,08	0,78	0,88
ветровые	0,00	0,00	0,05	0,00	0,05
геотермальные					
приливные	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01
био-ТЭЦ	0,00	0,00	0,00	0,73	0,73
малые ГЭС	0,00	0,02	0,03	0,05	0,10

Структура рекомендуемого ввода мощностей ОЭС Северо-Запада на 2011-2030 годы

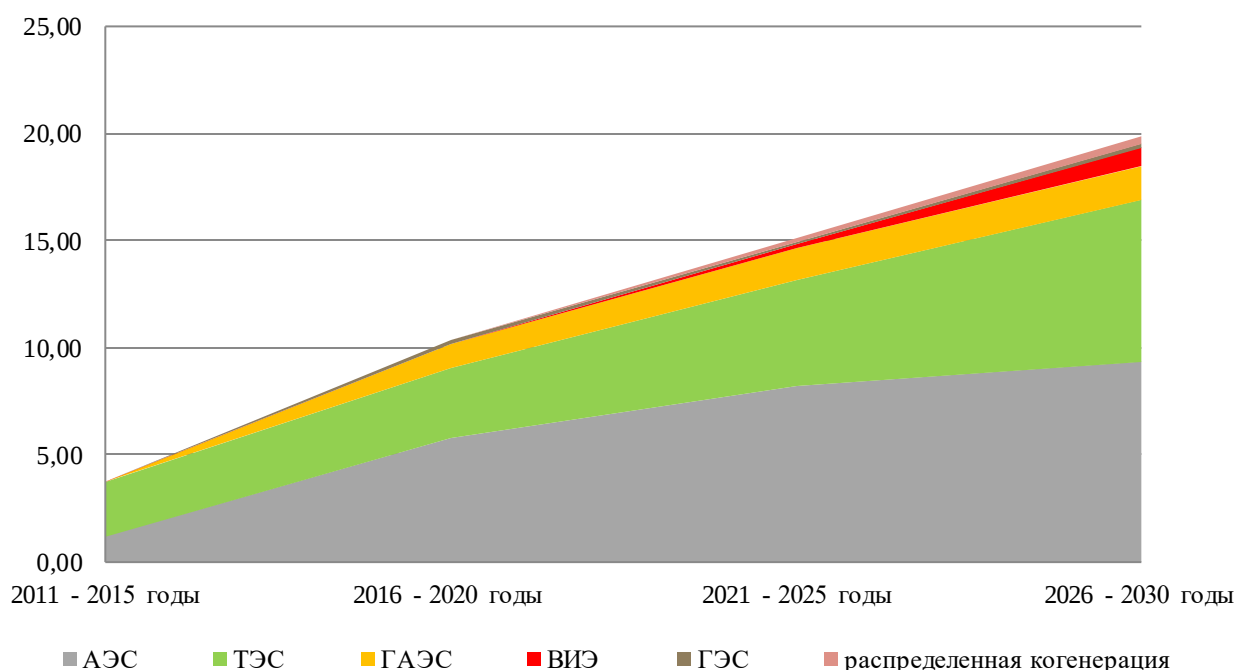


Рисунок 7.2 Структура ввода мощностей ОЭС Северо-Запада

Вводимый объем электрогенерации ОЭС Северо-Запада в основном приходится на АЭС – 9,35 ГВт (47,1%) и ТЭС – 7,54 ГВт (30,0%). Но прочие источники приходится 2,95 ГВт (14,9%).

Указанный прогноз предусматривает достройку начатых пяти АЭС с установкой на них 11 блоков суммарной установленной мощностью 12,3 ГВт: Ленинградской АЭС-2 с вводом четырех блоков, Калининградской АЭС с вводом блока №4, Нововоронежской АЭС-2 с вводом двух блоков. Предполагается, что достройка АЭС будет продолжаться до 2025 года.

В Зоне Северо-Запада в качестве новых площадок учитываются Балтийская АЭС и Кольская АЭС-2 с вводом на них в период до 2030 года 4-х блоков суммарной установленной мощностью 4,6 ГВт, из них до 2020 года 3 блока суммарной мощностью 3,5 ГВт.

Сценарными условиями развития электроэнергетики для ОЭС Северо-Запада предусмотрены две новые площадки для размещения ТЭС мощностью более 500 МВт:

- Медвежьегорская ТЭС (Карельская ЭС) установленной мощностью 1000 МВт, в составе 2х блоков ПГУ-500;
- Юго-Западная ТЭЦ (Ленинградская ЭС) установленной мощностью 568 МВт, в составе: ПГУ-200, ПГУ-300 и ГТ(Т)-68. В настоящее время блок ПГУ-200 принят в эксплуатацию. Идут строительно-монтажные работы на блоке ПГУ-300.

В тоже время Генеральная схема электроснабжения предусматривает дополнительно строительство Новгородской ТЭС (Новгородская ЭС) установленной мощностью 1000 МВт, в составе 2-х блоков ПГУ-500.

Помимо строительства новых электростанций в период до 2030 года должен быть в значительной мере заменен парк генерирующего оборудования на действующих КЭС и ТЭЦ.

В частности, для Северо-Западной ОЭС предусмотрена масштабная реконструкция с демонтажем существующего оборудования и вводом нового на Киришской ГРЭС (Ленинградская ЭС).

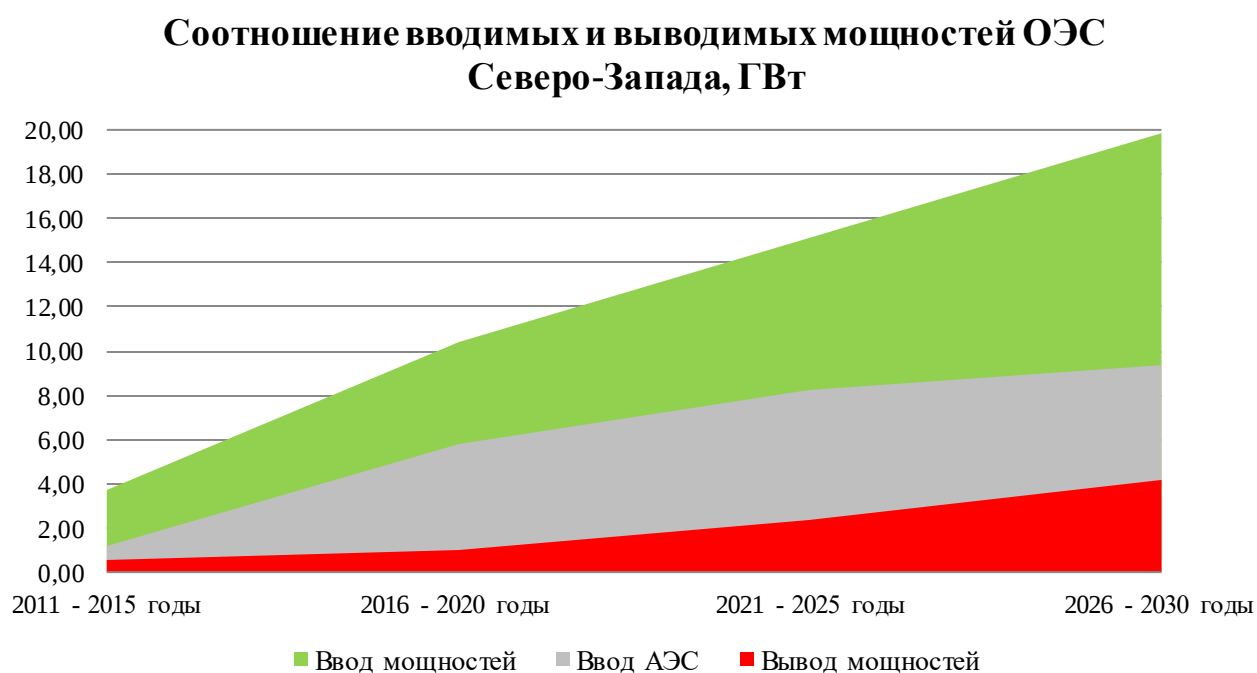


Рисунок 7.3 Соотношение вводимых и выводимых мощностей

Таким образом, из анализа вводимых и выводимых мощностей ОЭС Северо-Запада предполагаемых в сценарных условиях развития электроэнергетики, вводимые мощности в 4,8 раза превышают выводимые.

Строительство мощностей на новых площадках Ленинградской ЭС, за исключением Юго-Западной ТЭЦ, не предусмотрено.

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

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

Наименование	Единица измерения	2010 год	2015 год	2020 год	2025 год	2030 год
Потребность						
Потребление электрической энергии	млн. кВт*ч	92723,0	102611,0	116809,0	128286,0	140199,0
Среднегодовой рост потребления электрической энергии за 5 лет	%	-	2,0	2,6	1,9	1,8
Заряд ГАЭС	млн. кВт*ч	0,0	0,0	2003,0	3205,0	3205,0
Максимум, совмещенный с ЕЭС	МВт	14697,0	16310,0	18167,0	19768,0	21658,0
Число часов использования максимума	ч	6309,0	6291,0	6319,0	6327,0	6325,0
Нормируемый резерв мощности	МВт	-	5906,0	7317,0	7970,0	8386,0
в. Т.ч. Экспорт мощности	МВт	1272,0	2050,0	3050,0	3350,0	3350,0
Нормируемый резерв% к максимуму	%	-	36,2	40,3	40,3	38,7
ИТОГО потребность	ГВт	15969,0	22216,0	25484,0	27738,0	30044,0
Покрытие						
Установленная мощность на конец года	МВт	21572,0	24765,5	27876,7	30195,4	3302,4
АЭС	МВт	5760,0	6936,0	8682,0	10079,6	9349,6
ГЭС	МВт	2838,2	2855,7	4054,4	4444,4	4444,4
ТЭС	МВт	12895,6	14883,6	15035,1	15486,2	16548,2
ВИЭ	МВт	78,2	90,2	105,2	185,2	960,2
Ограничения мощности на конец года	МВт	1967,0	1075,1	1035,1	944,6	970,6
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	559,0	0,0	513,0	1198,8	0,0
Недоиспользование мощности ВЭС и ПЭС на расчетный максимум	МВт	0,0	14,1	14,1	54,1	54,1
Запертая мощность	МВт	0,0	260,0	0,0	0,0	0,0
Сальдо перетоков мощности внутри РФ: Получение (+) / Передача (-)	МВт	1269,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ИТОГО покрытие потребности	МВт	20315,0	23416,3	26314,5	27997,9	30277,7
Собственный ИЗБЫТОК (+) / ДЕФИЦИТ (-)	МВт	4346,0	1200,3	830,5	259,9	233,7
Фактический резерв	МВт	4346,0	7106,3	8147,5	8229,9	8619,7
Фактический резерв в % к максимуму	%	29,6	43,6	44,8	41,6	39,8

По результатам анализа сценарных условий развития электроэнергетики ОЭС Северо-Запада, могут быть сделаны следующие выводы:

1. Объем запланированного ввода генерирующих мощностей на расчетный период в 4,7 раза превышает объемы запланированного вывода;

2. Для Мурманской ЭС сценарными условиями не запланировано площадок под новое строительство генерирующих мощностей;

3. ОЭС Северо-Запада является профицитной на весь рассматриваемый период;

Прогноз потребления ОЭС Северо-Запада представлен в таблице 7.6.

Таблица 7.6 Прогноз потребления ОЭС Северо-Запада, млрд. кВт*ч

Наименование ЭС	Отчет	Оценка	Прогноз										
	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
ОЭС Северо-Запада	92,723	94,035	96,534	98,783	100,684	102,611	104,980	107,379	110,341	113,862	116,809	128,286	140,199
годовой темп прироста, %	4,40	1,41	2,66	2,33	1,92	1,91	2,31	2,29	2,76	3,19	2,59	1,89	1,79
Архангельская	7,746	7,727	7,899	8,038	8,180	8,312	8,448	8,588	8,870	9,000	9,150	9,792	10,652
годовой темп прироста, %	2,81	-0,25	2,23	1,76	1,77	1,61	1,64	1,66	3,28	1,47	1,67	1,37	1,70
Калининградская	4,093	4,266	4,296	4,398	4,503	4,611	4,922	5,485	5,790	5,973	6,167	7,399	8,551
годовой темп прироста, %	5,93	4,23	0,70	2,37	2,39	2,40	6,74	11,44	5,56	3,16	3,25	3,71	2,94
Республика Карелия	9,127	9,148	9,414	9,523	9,640	9,763	10,141	10,276	10,281	10,293	10,296	10,889	11,661
годовой темп прироста, %	5,72	0,23	2,91	1,16	1,23	1,28	3,87	1,33	0,05	0,12	0,03	1,13	1,38
Мурманская	13,27	13,35	13,75	13,90	14,01	14,16	14,31	14,47	15,66	16,91	17,60	19,05	20,79
годовой темп прироста, %	1,12	0,58	3,01	1,07	0,84	1,03	1,07	1,11	8,24	7,98	4,06	1,60	1,76
Республика Коми	8,747	8,901	8,929	9,088	9,219	9,352	9,489	9,629	9,820	10,070	10,237	10,970	11,790
годовой темп прироста, %	0,38	1,76	0,31	1,78	1,44	1,44	1,46	1,48	1,98	2,55	1,66	1,39	1,45
Санкт-Петербург и Ленинградская обл.	43,393	44,210	45,583	46,994	48,101	49,273	50,414	51,560	52,483	54,109	55,728	61,964	67,780
годовой темп прироста, %	5,98	1,88	3,11	3,10	2,36	2,44	2,32	2,27	1,79	3,10	2,99	2,14	1,81
Новгородская	4,164	4,241	4,392	4,530	4,671	4,744	4,819	4,896	4,925	4,967	5,064	5,353	5,858
годовой темп прироста, %	6,36	1,85	3,56	3,14	3,11	1,56	1,58	1,60	0,59	0,85	1,95	1,12	1,82
Псковская	2,183	2,195	2,272	2,316	2,357	2,399	2,438	2,477	2,512	2,540	2,571	2,868	3,115
годовой темп прироста, %	4,7	0,6	3,5	1,9	1,8	1,8	1,6	1,6	1,4	1,1	1,2	2,2	1,7

7.4.2 Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2025-2030 годы

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2025-2030 годы утверждена приказом Министерства энергетики РФ от 29.11.2024 г. №2328.

Схема и программа разработаны в соответствии с Правилами разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства РФ от 30 декабря 2022 г. №2556.

Объем потребления электрической энергии Мурманской области в 2024 году прогнозируется на уровне 12,083 млрд. кВт·ч. К 2030 году объем спроса на электрическую энергию в Мурманской области составит 16,3 млрд кВт·ч (среднегодовой прирост за период – 5,2 %).

Прогноз электропотребления ЕЭС России и Мурманской области на 2025-2030 годы представлен в таблице 7.7.

Как видно из таблицы 7.7 и таблицы 7.8 соотношения прогнозов электропотребления, в более позднем прогнозе 2024 года темпы прироста объемов потребления значительно ниже принятых в Сценарных условиях 2011 года.

Прогнозные значения на 2030 год по двум документам отличается на 6,279 млрд. кВт*ч, что соответствует 31% от прогноза, принятого в Сценарных условиях (20,09 млрд кВт*ч).

Таблица 7.7 Прогноз электропотребления на 2024-2030 годы, млн. кВт*ч

Показатель	Единица измерения	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
ЕЭС России	млн кВт·ч	1165866	1191052	1220512	1245842	1269485	1282663	1297958
годовой темп прироста, %	%	-	2,2%	2,5%	2,1%	1,9%	1,0%	1,2%
Мурманская область	млн кВт·ч	12083	12894	13714	13812	13860	14256	16304
годовой темп прироста, %	%	-	6,7%	6,4%	0,7%	0,3%	2,9%	14,4%

Таблица 7.8 Сопоставление прогнозов электропотребления Мурманской области согласно Сценарным условиям и Схемы и программы развития ЕЭС России на 2025-2030 годы

Наименование	2019 г.	2030 г. Прогноз
Согласно сценарным условиям развития электроэнергетики до 2030 года	16,91 (прогноз)	20,442 (прогноз)
Согласно Схеме и программы развития ЕЭС России на 2023-2028 годы	12,721 (факт)	16,304 (прогноз)
Снижение прогнозных значений относительно Сценарных условий	4,189	4,138

Согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России, доля Мурманской области в общем потреблении мощности ЕЭС России в 2019 году составляет 1,09%. К 2030 году объем потребления увеличится до 1,26%.

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

Таблица 7.9 Прогнозные характеристики режимов потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада (Мурманская область)

Наименование	Единица измерения	Факт	Оценка	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз	Прогноз
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11934,23	12083	12894	13714	13812	13860	14256	16304
Максимум потребления мощности	МВт	1837	1805	1941	1961	1967	1967	2351	2657
Установленная генерирующая мощность электростанций	МВт	3837,35	3836,25	3836,25	3852,75	3852,75	3852,75	3852,75	3852,75

Вводы новых генерирующих мощностей (с высокой вероятностью реализации) на электростанциях ЕЭС России в период до 2030 года предусматриваются в объеме 17341,4 МВт, в том числе на АЭС – 3850,0 МВт, на ГЭС – 251,4 МВт, на ГАЭС – 840 МВт, на ТЭС – 7876,2 МВт и на ВЭС-СЭС – 2938,2 и 1585,6 МВт соответственно.

Объемы и структура ввода генерирующих мощностей ЕЭС России и ОЭС Северо-Запада на 2024 – 2030 годы представлена в таблице 7.10.

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

Тип электростанций	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Всего за 2025 – 2030
ЕЭС России - всего, в том числе:	1337,3	3972,5	965,9	4025,8	5224,9	2002,3	1150	17341,4
АЭС		1200		1200	300		1150	3850
ГЭС	8,1	33,4	16,5	104	47,7	49,8		251,4
ГАЭС					840			840
ТЭС	783,6	1183,9	356,9	1925	3130,4	1280		7876,2
ВЭС	252	901,5	171,5	506,2	686,5	672,5		2938,2
СЭС	293,6	653,7	421	290,6	220,3			1585,6
Мурманская область, в том числе	0	0	0	16,5	0	0	0	16,5
АЭС								
ГЭС				16,5				16,5
ГАЭС								0
ТЭС								36
ВЭС								0
СЭС								0

Новые площадки на территории Мурманской ЭС для строительства ТЭЦ схемой и программой развития ЕЭС России на 2025-2030 годы не предусмотрены.

В результате анализа схемы и программы развития ЕЭС России на 2025-2030 годы, в частности для ОЭС Северо-Запада, могут быть сформулированы следующие выводы:

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

По результатам анализа вышеуказанных документов планирования в сфере электроэнергетического комплекса ОЭС Северо-Запада, Мурманская ЭС не нуждается в дополнительных источниках электроэнергии, ввиду чего схемой теплоснабжения г. Мурманска строительство на территории города новых источников тепловой энергии, с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, на рассматриваемый период не предусматривается.

7.4.3 Схема и программа развития электроэнергетики Мурманской области на период 2023-2028 гг.

Схема и программа развития электроэнергетики Мурманской области на период 2023-2028 гг. утверждена распоряжением Губернатора Мурманской области от 29 апреля 2022 г. №117-РГ.

Объем потребления электрической энергии по Мурманской области в 2021 году составил 11,973 млрд кВт·ч, что на 3,3 % меньше объема 2020 года.

Прогнозы уровней потребления представлены в двух вариантах: в базовом и региональном. К 2028 году объем спроса на электрическую энергию на территории Мурманской области в базовом варианте прогнозируется на уровне 13,85 млрд кВт·ч (среднегодовой прирост за период – 2,2 %). По региональному варианту объем спроса на электрическую энергию к 2027 прогнозируется на уровне 15,886 млрд кВт·ч (среднегодовой прирост за период – 4,8 %)

Прогноз электропотребления на территории Мурманской области на 2022-2028 годы представлен в таблицах 7.11 и на рисунках 7.4.

Таблица 7.11 Прогноз спроса на электрическую энергию на территории Мурманской области на 2023-2028 годы, млрд. кВт*ч.

Наименование	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	Среднегодовой темп прироста за 2023-2028 гг., %
Электропотребление, млрд. кВтч	12,827	12,228	12,611	13,158	13,761	13,811	13,855	
Годовой темп прироста, %	-	-	3,13	4,34	4,58	0,36	0,32	2,22
Собственный максимум нагрузки, МВт	1872	1874	1868	1984	2002	2002	2002	
Число часов использования собственного максимума нагрузки, час	6852	6871,4	6889,2	6856,4	6853,1	6853,1	6853,1	

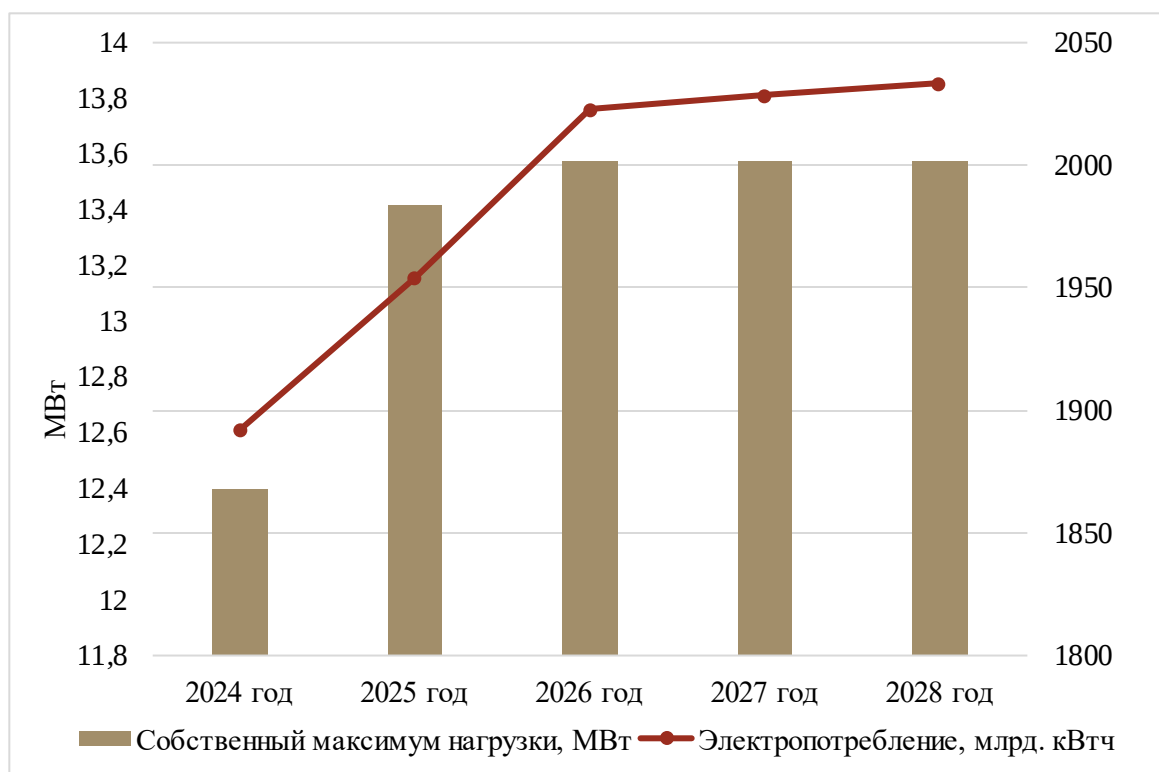


Рисунок 7.4 Уровни потребления электроэнергии и мощности на территории Мурманской области на 2024-2028 годы.

Перечень электростанций Мурманской области с указанием их установленной мощности в период 2022-2028 годов представлен в таблице 7.12.

Таблица 7.12 Установленная мощность электростанций Мурманской области в период 2022-2028 годов.

Электростанция	Установленная мощность, МВт						
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2027
Кольская АЭС	1760	1760	1760	1760	1760	1760	1760
Апатитская ТЭЦ	230	230	230	230	230	230	230
Мурманская ТЭЦ	12	12	12	12	12	12	12
Каскад Нивских ГЭС	568,4	568,4	568,4	568,4	568,4	568,4	568,4
Каскад Туломских и Серебрянских ГЭС	859,9	859,9	867,9	867,9	867,9	867,9	867,9
Каскад Пазских ГЭС	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6	187,6
Кислогубская ПЭС	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
ТЭЦ АО «Ковдорский ГОК»	8	8	8	8	8	8	8
Кольская ВЭС	200,97	200,97	200,97	200,97	200,97	200,97	200,97
МГЭС-1_1	0	0	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5
Всего	3827,97	3827,97	3852,47	3852,47	3852,47	3852,47	3852,47

Объемы и структура вводов генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации в энергосистеме Мурманской области:

- ввод Кольской ВЭС (ПАО «Энел Россия») установленной мощностью 200,97 МВт в 2022 году;
- ввод Гидротурбина вертикальная поворотно-лопастная ГЭС «Арктика» (ПАО «ТГК-1») установленной мощностью 16,5 МВт в 2024 году.

Объемы и структура модернизации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации по ОЭС и ЕЭС России:

- модернизация гидроагрегата ст. № 2 Верхне-Туломской ГЭС-12 с изменением установленной мощности с 67 до 75 мвт в 2024 году;
- модернизация гидроагрегата ст. № 3 Верхне-Туломской ГЭС-12 с изменением установленной мощности с 67 до 75 мвт в 2022 году.

На Кольской атомной станции на энергоблоке № 3 и № 4 выполнен комплекс работ по продлению на 25 лет проектного срока эксплуатации (30 лет). В 2019 году на энергоблоке № 1 выполнен комплекс мероприятий, по продлению срока эксплуатации на 15 лет – до 2033 года. В 2019 году в соответствии с утвержденной Минэнерго РФ инвестиционной программой АО «Концерн Росэнергоатом», проведены работы по продлению срока эксплуатации на 15 лет (до 2034 года) на блоке № 2

На ТЭЦ АО «Ковдорский ГОК» установленной мощностью 8 МВт в рассматриваемую перспективу изменения генерирующей мощности не планируется.

На Мурманской ТЭЦ (12 МВт) изменений установленной мощности в рассматриваемый период не планируется.

В таблицах 7.13 приведены прогнозные балансы электроэнергии для работы ГЭС по среднескользящей величине.

Таблица 7.13 Баланс электроэнергии энергосистемы Мурманской области в период 2022-2027 годов. Работа ГЭС по среднемуголетней величине, млрд. кВтч

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребность						
Электропотребление	12,827	12,877	12,869	13,603	13,720	13,720
Покpытие						
Выработка электростанций, в том числе	17,197	18,14	18,142	18,286	18,317	18,309
АЭС	10,13	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
ГЭС	6,518	6,483	6,485	6,549	6,549	6,549
ТЭС	0,499	0,499	0,499	0,579	0,61	0,602
ВЭС,СЭС	0,051	0,658	0,658	0,658	0,658	0,658
Избыток (+), дефицит (-),	4,370	5,263	5,273	5,852	4,976	4,867

Из приведенных в таблицах значений видно, что балансы энергосистемы Мурманской области сводятся с избытком. Избытки электроэнергии передаются в энергосистему Республики Карелия, а также на обеспечение нужд приграничной торговли. За период времени с 2022 по 2027 гг. выработка электростанций энергосистемы Мурманской области имеет избыток баланса энергии для варианта работы ГЭС по среднемноголетней величине 4,37-5,273 млрд. кВтч, а для расчетного маловодного года – 3,6-4,605 млрд. кВтч.

В результате анализа схемы и программы развития электроэнергетики Мурманской области на 2023-2028 годы, можно сделать следующие выводы:

1. В Мурманской области прогнозируется ввод площадок под новое строительство генерирующих мощностей (Кольская ВЭС и МГЭС-1_1);
2. ЭС Мурманской области является профицитной на весь рассматриваемый период;
3. Вывод из эксплуатации генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования, а также организация на базе существующих источников когерационных установок в энергосистеме г. Мурманска не предусматривается.

По результатам анализа вышеуказанных документов планирования в сфере электроэнергетики на территории Мурманской области, в схеме теплоснабжения г. Мурманска не предусматривается строительство новых источников тепловой энергии, с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

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

Оборудование единственного на территории Мурманска источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – Мурманской ТЭЦ, представлено в таблицах 7.14 – 7.16.

Таблица 7.14 Сведения об установленных котлах

Тип котлоагрегата, ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Произв-ность проектная/ фактическая, тонн/ч (Гкал/ч)	КПД «брутто» по данным последних испытаний, %	Завод-изготовитель котлов	Год последнего освидетельствования/ Год продления ресурса	
Паровые котлы						
ТП -30Р, № 1	1958	30/30	89,33	Белгородский котельный завод	2023 год	ЭПБ 2022 (до 2026)
ТП -30У, №2	1957	30/30	89,33	Белгородский котельный завод	2024год	ЭПБ 2023 (до 2027)
ТП -30Р, № 3	1954	30/30	88,99	Белгородский котельный завод	2023 год	ЭПБ 2022 (до 2026)
ТП -35У, №4	1960	35/35	90,17	Белгородский котельный завод	2021 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
БМ-35, № 5	1962	35/40	90,18	Белгородский котельный завод	2022 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
БМ-35, № 6	1963	35/40	90,18	Белгородский котельный завод	2018 год	ЭПБ 2023 (до 2028)
ГМ-50, № 7	1964	50/50	90,19	Белгородский котельный завод	2021 год	ЭПБ 2023 (до 2028)
Водогрейные котлы						
ПТВМ-50, №8	1965	50/45,0	88,29	Машиностроительный завод «Татра»	2023 год	ЭПБ 2023 (до 2027)
ПТВМ-50, №9	1966	50/45,0	90,4	Машиностроительный завод «Татра»	2022 год	ЭПБ 2024 (до 2028)
ПТВМ-100, №10	1970	100/86	87,43	Дорогобужский котельный завод	2022 год	ЭПБ 2024 (до 2028)

Таблица 7.15 Сведения об установленных турбинах Мурманской ТЭЦ

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

Таблица 7.16 Сведения об установленных подогревателях Мурманской ТЭЦ

№ подогревателя	Назначение	Температура, °С		Поверхность нагрева, м²
		воды	пара	
№1	Бойлер основной	116	133	350
№2	Бойлер основной	116	133	350
№1	Бойлер пиковый	135	250	200
№2	Бойлер пиковый	135	250	200
№3	Бойлер пиковый	135	250	200
№1	Охладитель конденсата	150	250	53,9
№ 2	Охладитель конденсата	150	250	53,9
№ 3	Охладитель конденсата	150	250	53,9
№1	Подогреватель высокого давления	170	300	200/1100
№2	Подогреватель высокого давления	170	300	200/1100
№3	Подогреватель высокого давления	170	300	200/110
№4	Подогреватель высокого давления	170	330	200/1100
№1	Охладитель конденсата калориферов котлов	150	250	53,9
№2	Охладитель конденсата калориферов котлов	150	250	53,9
№1	Охладитель конденсата мазутных подогревателей	150	250	53,9
№2	Охладитель конденсата мазутных подогревателей	150	250	24,4

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

Решение о сохранении собственной генерации на ТЭЦ или ее реконструкция в котельную, должно приниматься на основании оценки эффективности такой генерации по согласованию с АО «СО ЕЭС».

7.6.1 Анализ эффективности собственной генерации на Мурманской ТЭЦ

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

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

Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, представлены в таблице 7.17.

Таблица 7.17 Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал

Наименование источника	2021	2022	2023	2024	2025
Мурманская ТЭЦ	181,26	180,50	181,3	180,8	180,7
Южная котельная	169,55	169,56	169,58	169,55	169,7
Восточная котельная	171,72	172,72	172,778	172,498	171,10

Как видно из 7.17, удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ незначительно выше, чем на ближайших котельных. В таблице 7.18 приведены данные о расходе топлива по источникам АО «Мурманская ТЭЦ» за 2025 год.

Удельные расходы условного топлива на выработку тепловой энергии по трем источника вполне сопоставимы, однако удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от Мурманской ТЭЦ на 6,635% выше, чем на Южной котельной. Более высокий удельный расход топлива на Мурманской ТЭЦ прежде всего объясняется отпуском тепла по схеме паровой котел - бойлер с дросселированием пара от энергетических котлов.

Как видно из таблицы 7.18, удельные расходы тепловой энергии на собственные нужды для Мурманской ТЭЦ, Южной и Восточной котельных составляют 12,3%, 7,26% и 11,33% соответственно.

Таблица 7.18 Показатели работы источников АО «Мурманская ТЭЦ» за 2025 г.

Наименование	Мурманская ТЭЦ	Южная котельная	Восточная котельная
Расход топлива, тыс.т.	87,754	104,842	61,645
Выработка тепловой энергии, тыс.Гкал	746,920	883,566	518,712
Собственные и хозяйственные нужды, тыс.Гкал	90,593	64,121	41,568
Собственные нужды, %	12,300	7,257	8,26
В том числе, расход тепловой энергии на выработку электрической энергии, тыс.Гкал	15,078	-	-
Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс.Гкал	656,327	819,445	475,874
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов, кг у.т./Гкал	180,697	169,701	171,101
Выработка электрической энергии по теплофикационному циклу, млн кВт-ч	12,962	-	-

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

7.6.2 Мероприятия по реконструкции Мурманской ТЭЦ

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

Для Мурманской ТЭЦ по Сценарию 1 предусматриваются мероприятия, при которых сохраняется вид потребляемого топлива, выполняется замена установленного котельного оборудования с увеличением мощности. План основных мероприятий по Мурманской ТЭЦ приведен далее:

2026 гг. - Реконструкция питательной установки КТЦ, реконструкция редуционно-охлаждающей установки КТЦ;

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

2030 – 2031 гг. – замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные котлы КВ-ГМ-69,8-150 ст. №11 и ст.№12. Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13;

2032 год – замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13.

В целях устранения дефицита тепловой мощности, помимо модернизации оборудования источника, может быть рассмотрено (при целесообразности его реализации) переключение части нагрузки потребителей Мурманской ТЭЦ на Восточную котельную: переключение нагрузки требует реконструкции тепловых пунктов потребителей для отладки гидравлического режима. Однако, на данный момент законодательно не определен правовой порядок выполнения таких мероприятий (мероприятие требует согласия собственников и источника финансирования). Поэтому, мероприятия по переключению были перенесены на более поздний срок.

Предусмотренные мероприятия позволят:

- исключить дефицит мощности нетто Мурманской ТЭЦ;

- снизить средневзвешенный срок службы основного оборудования Мурманской ТЭЦ;

- снизить себестоимость тепловой энергии.

Перспективный состав оборудования приведен в таблице 7.19.

Таблица 7.19 Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Турбины						
3	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч
Энергетические котлы						
4	ТП-35 У	1960	35 т/ч	-	-	-
5	БМ-35	1962	40 т/ч	БМ-35 Р	1962	40 т/ч
6	БМ-35	1963	40 т/ч	БМ-35 Р	1963	40 т/ч
7	ГМ-50	1964	50 т/ч	ГМ-50	1964	50 т/ч
Паровые котлы						
1	ТП-30 Р	1958	30 т/ч	-	-	-
2	ТП-30 У	1957	30 т/ч	-	-	-
3	ТП-30 Р	1954	30 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	45 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2019	45 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	86,0 Гкал/ч	ПТВМ-100	2016	86 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№1	2030	60 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№2	2031	60 Гкал/ч
				Котел ст.№3	2032	60 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			286	-		442
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12	-		12



Рисунок 7.5 Баланс тепловой мощности Мурманской ТЭЦ на период актуализации Схемы теплоснабжения по сценарию 1 и 2

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Мурманской ТЭЦ представлены в таблицах 7.20 - 7.22.

Таблица 7.20 Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 1

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятие	-	-	-	-	Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №11	Установка 2ого водогрейного котла КВ-ГМ-69,8-150 ст. №12 Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	-
Установленная мощность, Гкал/ч	286	286	286	286	286	322	382	442	442
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	286	286	286	286	286	322	382	442	442
Суммарная установленная тепловая мощность всех турбин, Гкал/ч	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Суммарная установленная тепловая мощность всех пиковых водогрейных котлов, Гкал/ч	176	176	176	176	176	236	296	356	356
Суммарная установленная тепловая мощность прочего оборудования, Гкал/ч:	36	36	36	36	36	12	12	12	12
РОУ 21/6	24	24	24	24	24	-	-	-	-
РОУ 39/6	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	34,69	34,26	34,30	34,30	34,30	38,62	45,82	53,01	53,01
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	251,31	251,74	251,70	251,70	251,70	283,38	336,18	388,99	388,99
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	24,09	19,85	20,38	20,50	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	181,34	183,78	185,44	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	205,43	203,6	205,8	206,6	206,2	206,2	206,2	206,2	206,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	165,31	165,7	165,7	165,7	165,7	197,4	250,2	303,0	303,0
Резерв ("+" / Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-40,12	-37,89	-40,12	-40,91	-40,54	-8,86	43,95	96,75	96,75
	-24,27	-22,86	-24,21	-24,69	-24,47	-4,49	17,57	31,93	31,93
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	281,34	283,78	285,44	286,10	286,10	286,10	286,10	286,10	286,10
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	305,43	303,63	305,82	306,61	306,24	306,24	306,24	306,24	306,24
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	165,31	165,74	165,70	165,70	165,70	197,38	250,18	302,99	302,99
Резерв ("+" / Дефицит (" -") (Гкал/ч / %)	-140,12	-137,89	-140,12	-140,91	-140,54	-108,86	-56,06	-3,25	-3,25
	-84,76	-83,20	-84,57	-85,04	-84,82	-55,15	-22,41	-1,07	-1,07

Таблица 7.21 Капитальные затраты на реализацию мероприятий по сценарию 1, млн. руб. (без НДС)

№	Наименование мероприятия	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 1	6,44									6,44
2	Средний ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7		8,87								8,87
3	Капитальный ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4	18,50									18,50
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	21,10									21,10
5	Текущий ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст №7	7,00									7,00
6	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3		17,84								17,84
7	Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 5		15,04								15,04
8	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9		32,00								32,00
9	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 10	19,00	10,00								29,00
10	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 2		12,00								12,00
11	Текущий ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4		3,90								3,90
12	Приведение непроизводственных помещений к стандарту ТГК-1	5,00	4,16								9,16
13	Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь			20,00							20,00
14	Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь			20,00							20,00
15	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ Мурманская ТЭЦ	0,74	1,78	1,85							4,38
16	Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ	3,12									3,12
17	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Мурманской ТЭЦ	5,40	1,75	5,00							12,15
18	Модернизации электромеханических защит отходящих присоединений от ГРУ-6 кВ Мурманской ТЭЦ			7,20							7,20

№	Наименование мероприятия	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
19	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования КТЦ	2,32									2,32
20	Реконструкция питательной установки КТЦ		28,16								28,16
21	Реконструкция редукционно-охладительной установки КТЦ				26,33						26,33
22	Технологическое перевооружение узла коммерческого учета тепловой энергии КТЦ			0,60	2,80	2,00					5,40
23	Техническое перевооружение каналов связи противоаварийной автоматики ПС 110/35/6 кВ Шмидта (ПС5) – Мурманская ТЭЦ и устройств передачи аварийных сигналов и команд на ПС 110/35/6 кВ №5 (устройство УПАСК – 2 компл.)			9,42							9,42
24	Установка компрессора АВШ-6/10 на раме с электродвигателем и воздухохраником 10 мЗ, ,8 кгс/см2 для КТЦ			6,42							6,42
25	Приобретение спецтехники		21,46	19,16							40,63
	ИТОГО по Мурманской ТЭЦ	88,63	156,96	89,66	29,13	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	366,38

Таблица 7.22 Техничко-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	181,3	183,8	185,4	186,1	186,10	186,1	186,1	186,1	186,1
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	164,2	166,3	167,8	168,12	168,12	168,1	168,1	168,1	168,1
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	17,2	17,5	17,6	18,0	17,99	18,0	18,0	18,0	18,0
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	34,7	34,3	34,3	34,3	34,30	38,6	45,8	53,0	53,0
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	24,1	19,8	20,4	20,5	20,13	20,1	20,1	20,1	20,1
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	746,9	787,56	769,6	769,63	769,63	781,2	800,6	820,0	820,0
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	90,6	94,3	92,3	92,31	92,31	103,9	123,3	142,7	142,7
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	656,3	693,2	677,3	677,32	677,32	677,3	677,3	677,3	677,3
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	36,5	24,2	24,3	24,32	24,32	24,3	24,3	24,3	24,3
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	619,9	669,0	653,000	653,002	653,004	653,0	653,0	653,0	653,0
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	159,4	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов										
Мазут	кг.т/Гкал	180,70	181,33	181,31	181,31	181,31	184,1	188,6	193,2	193,2
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	119,03	126,18	123,28	123,28	123,28	125,14	128,24	131,35	131,35
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	181,35	182,02	182,01	182,01	182,01	184,76	189,34	193,92	193,92
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,356	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	87,75	92,10	89,99	89,99	89,99	91,34	93,61	95,87	95,87

В рамках сценария 2, помимо мероприятий по Сценарию 1, схемой теплоснабжения предусматривается проведение реконструкции Мурманской ТЭЦ с переводом ее на сжигание природного газа.

Срок реализации - 2025-2030 гг., предварительная стоимость реализации 1,605 млрд.руб.;

Перспективный состав оборудования приведен в таблице ниже. Установка дополнительного оборудования должна учитывать дальнейший переход на природный газ и работу на нем.

Таблица 7.23 Существующий и перспективный состав оборудования Мурманской ТЭЦ

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Турбины						
3	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч	Р-6-35-6	1962	6 МВт/33 Гкал/ч
4	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч	ПР-6-35-10/1,2	1963	6 МВт/41 Гкал/ч
Энергетические котлы						
4	ТП-35 У	1960	35 т/ч	-	-	-
5	БМ-35	1962	40 т/ч	БМ-35 Р	1962	40 т/ч
6	БМ-35	1963	40 т/ч	БМ-35 Р	1963	40 т/ч
7	ГМ-50	1964	50 т/ч	ГМ-50	1964	50 т/ч
Паровые котлы						
1	ТП-30 Р	1958	30 т/ч	-	-	-
2	ТП-30 У	1957	30 т/ч	-	-	-
3	ТП-30 Р	1954	30 т/ч	-	-	-
Водогрейные котлы						
8	ПТВМ-50	1965	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2018	45 Гкал/ч
9	ПТВМ-50	1966	45,0 Гкал/ч	ПТВМ-50	2019	45 Гкал/ч
10	ПТВМ-100	1970	86,0 Гкал/ч	ПТВМ-100	2016	86 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№1	2030	60 Гкал/ч
-	-	-	-	Котел ст.№2	2031	60 Гкал/ч
				Котел ст.№3	2032	60 Гкал/ч
Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч			286	-		442
Установленная электрическая мощность источника, МВт			12	-		12

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

Таблица 7.24 Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности Мурманской ТЭЦ по сценарию 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятие	-	-	-	-	Проектные работы по замене паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейные	Замена паровых котлов ТП-30Р ст.№1-3 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №11	Установка 2ого водогрейного котла КВ-ГМ-69,8-150 ст. №12 Проектные работы по замене парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	Замена парового котла ТП-35У ст.№4 на водогрейный котел КВ-ГМ-69,8-150 ст. №13	-
Установленная мощность, Гкал/ч	286	286	286	286	286	322	382	442	442
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	286	286	286	286	286	322	382	442	442
Суммарная установленная тепловая мощность всех турбин, Гкал/ч	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Суммарная установленная тепловая мощность всех пиковых водогрейных котлов, Гкал/ч	176	176	176	176	176	236	296	356	356
Суммарная установленная тепловая мощность прочего оборудования, Гкал/ч:	36	36	36	36	36	12	12	12	12
РОУ 21/6	24	24	24	24	24	-	-	-	-
РОУ 39/6	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	34,69	34,26	34,30	34,30	34,30	38,62	19,10	22,10	22,10
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	251,31	251,74	251,70	251,70	251,70	283,38	362,90	419,90	419,90
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	24,09	19,85	20,38	20,50	20,13	20,13	20,13	20,13	20,13

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	181,34	183,78	185,44	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10	186,10
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	205,4	203,6	205,8	206,6	206,2	206,2	206,2	206,2	206,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	165,3	165,7	165,7	165,7	165,7	197,4	276,9	333,9	333,9
Резерв ("+" / Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-40,12	-37,89	-40,12	-40,91	-40,54	-8,86	70,66	127,66	127,66
	-24,27	-22,86	-24,21	-24,69	-24,47	-4,49	25,52	38,23	38,23
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	281,34	283,78	285,44	286,10	286,10	286,10	286,10	286,10	286,10
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	305,43	303,63	305,82	306,61	306,24	306,24	306,24	306,24	306,24
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	165,31	165,74	165,70	165,70	165,70	197,38	276,90	333,90	333,90
Резерв ("+" / Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-140,12	-137,89	-140,12	-140,91	-140,54	-108,86	-29,34	27,66	27,66
	-84,76	-83,20	-84,57	-85,04	-84,82	-55,15	-10,60	8,28	8,28

Таблица 7.25 Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Сценарию 2, млн. руб. (без НДС)

№	Наименование мероприятия	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 1	6,44									6,44
2	Средний ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7		8,87								8,87
3	Капитальный ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4	18,50									18,50
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 8	21,10									21,10
5	Текущий ремонт парового энергетического котла ГМ-50 ст.№ 7	7,00									7,00
6	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст. № 3		17,84								17,84
7	Капитальный ремонт парового энергетического котла БМ-35 ст.№ 5		15,04								15,04
8	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-50 ст.№ 9		32,00								32,00
9	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 10	19,00	10,00								29,00
10	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ТП-30 ст.№ 2		12,00								12,00
11	Текущий ремонт парового энергетического котла ТП-35 ст.№ 4		3,90								3,90
12	Приведение непроизводственных помещений к стандарту ТГК-1	5,00	4,16								9,16
13	Реконструкция РУСН-6кВ – 1 и 2 очередь			20,00							20,00
14	Реконструкция РУСН-0,4кВ – 1 и 2 очередь			20,00							20,00
15	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ Мурманская ТЭЦ	0,74	1,78	1,85	0,00	0,00					4,38
16	Модернизация инженерно - технических средств охраны Мурманской ТЭЦ	3,12									3,12
17	Модернизация системы пожарной сигнализации помещений Мурманской ТЭЦ	5,40	1,75	5,00							12,15
18	Модернизации электромеханических защит отходящих присоединений от ГРУ-6 кВ Мурманской ТЭЦ			7,20							7,20
19	Реконструкция Мурманской ТЭЦ с переводом ее на сжигание природного газа	1,00	0,00	43,33	40,95			800,00	720,11		1605,40
20	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования КТЦ	2,32									2,32
21	Реконструкция питательной установки КТЦ		28,16								28,16
22	Реконструкция редукционно-охладительной установки КТЦ				26,33						26,33
23	Технологическое перевооружение узла коммерческого учета тепловой энергии КТЦ			0,60	2,80	2,00					5,40
24	Техническое перевооружение каналов связи противоаварийной автоматики ПС 110/35/6 кВ Шмидта (ПС5) – Мурманская ТЭЦ и устройств передачи аварийных сигналов и команд на ПС 110/35/6 кВ №5 (устройство УПАСК – 2 компл.)			9,42							9,42
25	Установка компрессора АВШ-6/10 на раме с электродвигателем и воздухохраником 10 м3, 8 кгс/см2 для КТЦ			6,42							6,42
26	Приобретение спецтехники		21,46	19,16							40,63
	ИТОГО по Мурманской ТЭЦ	89,63	156,96	132,99	70,08	2,00	0,00	800,00	720,11	0,0	1971,78

Таблица 7.26 Технико-экономические показатели работы Мурманской ТЭЦ по сценарию 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	181,3	183,8	185,4	186,1	186,10	186,1	186,1	186,1	186,1	186,1
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	164,2	166,3	167,8	168,1	168,12	168,1	168,1	168,1	168,1	168,1
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	17,2	17,5	17,6	18,0	17,99	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	34,7	34,3	34,3	34,3	34,30	38,6	19,1	22,1	22,1	22,1
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	24,1	19,8	20,4	20,5	20,13	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	746,9	787,6	769,6	769,6	769,6	781,5	729,0	737,0	737,0	737,0
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	90,6	94,3	92,3	92,3	92,3	103,9	51,4	59,5	59,5	59,5
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	656,3	693,2	677,3	677,3	677,3	677,6	677,6	677,6	677,6	677,6
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	36,5	24,2	24,3	24,3	24,3	24,6	24,6	24,6	24,6	24,6
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	619,9	669,0	653,0	653,002	653,004	653,0	653,0	653,0	653,0	653,0
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	0%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%				
Природный газ	%							100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии		159,4	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	313,5	311,9	151,7	151,7
Мазут	кг.т/Гкал	159,4	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2		
Природный газ								153,4	151,7	151,7	151,7

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2042
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов											
Мазут	кгу.т/Гкал	180,70	181,33	181,31	181,31	181,3	184,0	0,0	0,0		
Природный газ	кгу.т/Гкал									164,4	164,4
Расход условного топлива											
Мазут	тыс. тут.	119,028	126,179	123,280	123,281	123,281	125,18				
Природный газ	тыс. тут.							111,8	111,8	111,8	111,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Мазут	кгу.т/Гкал	181,355	182,019	182,012	182,012	182,012	184,8	0,0	0,0		
Природный газ	кгу.т/Гкал							165,0	165,0	165,0	165,0
Переводной коэффициент											
Мазут	тут/тнт	1,356	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370				
Природный газ	тут/тнт							1,143	1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива		87,75	92,10	89,99	89,99	89,99	91,37	97,82	97,82	97,8	97,8
Мазут	тыс. т	87,75	92,10	89,99	89,99	89,99	91,37				
Природный газ	млн. м³							97,8	97,8	97,8	97,8

7.6.3 Мероприятия для Восточной котельной

На котельной установлены три паровых котла ГМ-50-14/250 и три водогрейных котла КВГМ-100. Подключенная договорная нагрузка котельной составляет 166,509 Гкал/ч. С учетом нового строительства, нагрузка котельной на рассматриваемую перспективу для сценария 1 составит 197,33 Гкал/ч. Состав оборудования на рассматриваемую перспективу является оптимальным для сценария 1 и 2, в рамках которых на ближайший период предусматривается проведение необходимого вида ремонта существующих котлов без смены используемого топлива:

2026 год

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

2027 год

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2;

2033 – 2042 год

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

2033 – 2042 год

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

Также предусматривается реализация технической возможности по подключению к системе централизованного теплоснабжения планируемой комплексной застройки микрорайона «Больничныи городок» (20 Гкал/ч) (по заявке на подключение к системе теплоснабжения, на основании которой будет заключаться договор о подключении, плата по которому будет устанавливаться в индивидуальном порядке в зависимости от выбранного варианта подключения (по предварительной оценке, стоимость работ составит не менее 1100 млн.руб.).

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

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

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

- реконструкция насосной станции №7 с увеличением ее производительности;

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

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

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

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

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

В рамках сценария 2, помимо мероприятий по Сценарию 1, схемой теплоснабжения предусматривается проведение реконструкции Восточной котельной с переводом ее на сжигание природного газа.

Срок реализации - 2025-2030 гг., предварительная стоимость реализации – 975,0 млн.руб.;

Состав оборудования для сценария 1 и сценария 2 представлен в таблице 7.27.

Таблица 7.27 Существующий и перспективный состав оборудования Восточной котельной для сценария 1 и 2

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



Рисунок 7.6 Баланс тепловой мощности Восточной котельной для Сценария 1 и 2

Таблица 7.28 Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 1 и 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятие		Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3 и водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4							Реконструкция сетевой установки, установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме)
Установленная мощность, Гкал/ч	390,00	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	390,00	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Собственные нужды, Гкал/ч	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	357,79	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,32	14,69	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	127,73	127,95	129,20	129,20	149,20	149,20	149,20	149,20	149,20
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	144,05	142,6	144,2	144,2	164,2	164,2	164,2	164,2	164,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	257,79	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	113,74	115,15	113,63	113,63	93,63	93,63	93,63	93,63	93,63
	44,12	44,67	44,08	44,08	36,32	36,32	36,32	36,32	36,32
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	166,44	166,66	167,91	167,91	187,91	187,91	187,91	187,91	187,91
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	182,76	181,35	182,88	182,88	202,88	202,88	202,88	202,88	202,88
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	75,03	76,44	74,92	74,92	54,92	54,92	54,92	54,92	54,92
	29,10	29,65	29,06	29,06	21,30	21,30	21,30	21,30	21,30

Таблица 7.29 Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Восточная по Сценарию 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятие		Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№3 и водогрейного котла КВГМ- 100 ст.№ 4	Реконструкция Восточной котельной с переводом ее на сжигание природного газа						Реконструкция сетевой установки, установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме)
Установленная мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Собственные нужды, Гкал/ч	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	19,50	19,50	19,50
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8	357,8	370,5	370,5	370,5
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	16,32	14,69	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	127,73	127,95	129,20	129,20	129,20	129,20	129,20	129,20	129,20
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	144,1	142,6	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2	144,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8	257,8	270,5	270,5	270,5
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	113,74	115,15	113,63	113,63	113,63	113,63	126,33	126,33	126,33
	44,12	44,67	44,08	44,08	44,08	44,08	46,70	46,70	46,70
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	166,44	166,66	167,91	167,91	167,91	167,91	167,91	167,91	167,91
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	182,76	181,35	182,88	182,88	182,88	182,88	182,88	182,88	182,88

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	257,79	270,50	270,50	270,50
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	75,03	76,44	74,92	74,92	74,92	74,92	87,62	87,62	87,62
	29,10	29,65	29,06	29,06	29,06	29,06	32,39	32,39	32,39

Таблица 7.30 Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Сценария 1 для Восточной котельной, млн. руб. (без НДС)

№ п/п	Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
	Восточная котельная										
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2		8,27	28,00							36,27
2	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2	10,00									10,00
3	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5	6,32									6,32
4	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3		59,00								59,00
5	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4		31,49								31,49
6	Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1 (насосная №7)			5,00	5,00						10,00
7	Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной	3,21	1,68								4,89
8	Реконструкция сетевой установки (включающая замену внутростанционного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме).									200,00	200,00
9	Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную									24,00	24,00
10	Строительство локальных очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод и техническое перевооружение очистных сооружений Восточной котельной									262,43	262,43
11	Строительство приемной железобетонной емкости для мазута V=250 м3 Восточной котельной									65,88	65,88
12	Дооборудование эстакад мазутослива Восточной котельной стационарными системами защиты от падения	8,36									8,36
13	Приобретение спецтехники	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	60,00	108,00
14	Монтаж автоматических выключателей ВА 53-43 на КЦ-2	0,57									0,57
15	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования КЦ-2	1,70									1,70
16	Модернизация пожарной сигнализации помещений тепловых щитов Восточной котельной		0,34								0,34
17	Установка дизель-генератора 640 кВт на Восточной котельной (стационарная)			8,39							8,39
	ИТОГО по Восточной котельной	36,17	106,77	47,39	11,00	6,00	6,00	6,00	6,00	612,31	837,63

Таблица 7.31 Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Сценария 2 для Восточной котельной, млн. руб. (без НДС)

№ п/п	Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
	Восточная котельная										
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2		8,27	28,00							36,27
2	Текущий ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 2	10,00									10,00
3	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 5	6,32									6,32
4	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ГМ 50-14-250 ст.№ 3		18,79								18,79
5	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 4		59,00								59,00
6	Приведение производственных помещений к стандарту ТГК-1 (насосная №7)			5,00	5,00						10,00
7	Модернизация инженерно - технических средств охраны Восточной котельной	3,21	1,68								4,89
8	Реконструкция сетевой установки (включающая замену внутривыпускного сетевого коллектора с увеличением диаметра, замену сетевых подогревателей и монтажа дополнительного сетевого насоса), установка дополнительного парового котла производительностью 20 т/ч (для работы в летнем режиме).									200,00	200,00
9	Реконструкция схемы передачи тепловой энергии от Завода ТО ТБО на котельную									24,00	24,00
10	Строительство локальных очистных сооружений хозяйственно-бытовых сточных вод и техническое перевооружение очистных сооружений Восточной котельной									262,43	262,43
11	Строительство приемной железобетонной емкости для мазута V=250 м3 Восточной котельной									65,88	65,88
12	Дооборудование эстакад мазутослива Восточной котельной стационарными системами защиты от падения	8,36									8,36
13	Реконструкция Восточной котельной с переводом ее на сжигание природного газа	1,00		43,33	777,58	153,08					975,00
14	Приобретение спецтехники		6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	60,00	102,00
15	Монтаж автоматических выключателей ВА 53-43 на КЦ-2	0,57									0,57
16	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования КЦ-2	1,70									1,70
17	Модернизация пожарной сигнализации помещений тепловых щитов Восточной котельной		0,34								0,34
18	Установка дизель-генератора 640 кВт на Восточной котельной (стационарная)			8,39							8,39
	ИТОГО по Восточной котельной	31,17	94,07	90,72	788,58	159,08	6,00	6,00	6,00	612,31	1793,94

Таблица 7.32 Техничко-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	127,7	128,0	129,2	129,2	149,2	149,2	149,2	149,2	149,2
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	113,2	113,5	114,6	114,6	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	14,5	14,5	14,6	14,6	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,3	14,7	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	518,712	559,915	553,947	553,947	553,95	655,98	655,98	655,98	656,0
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	42,84	49,40	46,44	46,44	46,44	46,44	46,44	46,44	46,4
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	475,87	510,51	507,51	507,51	507,51	609,54	609,54	609,54	609,5
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	24,08	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,5
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	451,79	490,00	487,00	487,00	487,00	589,03	589,03	589,03	589,0
Структура топливного баланса										
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	157,390	156,870	157,024	157,024	157,02	159,19	159,19	159,19	159,19
Удельный расход топлива на отпуск с коллекторов										
Мазут	кг у.т/Гкал	171,101	171,577	170,922	170,922	170,922	170,922	170,922	170,922	170,922
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	81,640	87,834	86,983	86,983	86,983	104,42	104,42	104,42	104,42
Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	171,56	172,05	171,39	171,39	171,39	171,39	171,39	171,39	171,39
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,32	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	61,645	64,112	63,491	63,491	63,491	76,22	76,22	76,22	76,22

Таблица 7.33 Технико-экономические показатели работы котельной Восточная для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	125,4	125,6	126,9	126,9	126,9	126,9	126,9	126,9	126,9
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	110,6	110,8	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9	111,9
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	14,8	14,8	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	19,5	19,5	19,5
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	16,3	14,7	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	518,71	559,92	553,95	553,95	553,95	553,95	535,62	535,62	535,6
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	42,84	49,40	46,44	46,44	46,44	46,44	28,11	28,11	28,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	475,87	510,51	507,51	507,51	507,51	507,51	507,51	507,51	507,5
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	24,08	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,51	20,5
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	451,79	490,00	487,00	487,00	487,00	487,00	487,00	487,00	487,0
Структура топливного баланса										
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			
Природный газ	%							100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кг у.т/Гкал	157,390	156,870	157,024	157,024	157,024	157,024			
Природный газ	кг у.т/Гкал							154,0	154,0	154,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов										
Мазут	кг у.т/Гкал	171,101	171,577	170,922	170,922	170,922	170,922			
Природный газ	кг у.т/Гкал							162,26	162,26	162,26
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	81,640	87,834	86,983	86,983	86,983	86,983			
Природный газ	тыс. тут.							82,49	82,49	82,49
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мазут	кгу.т/Гкал	171,56	172,05	171,39	171,39	171,39	171,39			
Природный газ	кгу.т/Гкал							162,53	162,53	162,53
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,32	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370			
Природный газ	тут/тнт							1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	61,645	64,112	63,491	63,491	63,491	63,491			
Природный газ	млн.м³							72,18	72,18	72,18

7.6.4 Мероприятия для Южной котельной

На котельной установлены три паровых котла ДКВР-20/13, три водогрейных котла ПТВМ-100 и два водогрейных котла КВГМ-100. Подключенная нагрузка котельной составляет 302,946 Гкал/ч. Нагрузка котельной к 2042 году, с учетом ввода в эксплуатацию новых объектов капитального строительства, составит 315,02 Гкал/ч.

Сценарий 1 и 2 предусматривает сохранение существующего оборудования котельной, с проведением ремонтов следующего оборудования:

2026 год

- Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№1;
- Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5;
- Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8.

2027 год

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

2029-2032 год

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

В рамках сценария 2, помимо мероприятий по Сценарию 1, схемой теплоснабжения предусматривается проведение реконструкции Южной котельной с переводом ее на сжигание природного газа.

Срок реализации 2025-2030 гг., предварительная стоимость реализации 1,762 млрд.руб.

Состав оборудования для сценария 1 и 2 представлены в таблицах 7.34.

Капитальные затраты и технико-экономические показатели Южной котельной для рассматриваемых сценариев представлены в таблице 7.38.

Таблица 7.34 Существующий и перспективный состав оборудования котельной Южная для Сценария 1 и 2

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

Таблица 7.35 Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Южная по Сценарию 1

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятие		Капитальный ремонт котла КВГМ-100 ст.№8	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2		Ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100)				
Установленная мощность, Гкал/ч	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	33,46	33,69	33,69	33,68	33,68	33,68	37,34	37,34	37,34
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	427,54	427,31	427,31	427,32	427,32	427,32	473,66	473,66	473,66
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	26,66	26,02	27,05	27,05	27,69	28,18	28,61	28,61	28,61
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	219,79	224,73	229,40	229,40	232,82	235,45	237,70	237,70	237,70
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	246,45	250,75	256,45	256,45	260,51	263,63	266,31	266,31	266,31
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	327,54	327,31	327,31	327,32	327,32	327,32	373,66	373,66	373,66
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	81,10	76,56	70,87	70,87	66,81	63,69	107,36	107,36	107,36
	24,76	23,39	21,65	21,65	20,41	19,46	28,73	28,73	28,73
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	305,84	310,78	315,44	315,44	318,86	321,49	323,74	323,74	323,74
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	332,50	336,80	342,49	342,49	346,55	349,68	352,35	352,35	352,35
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	327,54	327,31	327,31	327,32	327,32	327,32	373,66	373,66	373,66
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-4,95	-9,49	-15,18	-15,18	-19,24	-22,36	21,31	21,31	21,31
	-1,51	-2,90	-4,64	-4,64	-5,88	-6,83	5,70	5,70	5,70

Таблица 7.36 Предусматриваемые мероприятия и балансы мощности котельной Южная по Сценарию 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятие		Капитальный ремонт котла КВГМ-100 ст.№8	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2		Ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100)				
	Реконструкция Южной котельной с переводом ее на сжигание природного газа								
Установленная мощность, Гкал/ч	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	461,0	511,0	511,0	511,0
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	33,46	33,69	33,69	33,68	33,68	33,68	20,44	20,44	20,44
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	427,54	427,31	427,31	427,32	427,32	427,32	490,56	490,56	490,56
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	26,66	26,02	27,05	27,05	27,69	28,18	28,61	28,61	28,61
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	219,79	224,73	229,40	229,40	232,82	235,45	237,70	237,70	237,70
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	246,45	250,75	256,45	256,45	260,51	263,63	266,31	266,31	266,31
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	327,54	327,31	327,31	327,32	327,32	327,32	390,56	390,56	390,56
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	81,10	76,56	70,87	70,87	66,81	63,69	124,25	124,25	124,25
	24,76	23,39	21,65	21,65	20,41	19,46	31,81	31,81	31,81
Присоединенная договорная нагрузка, Гкал/ч	305,84	310,78	315,44	315,44	318,86	321,49	323,74	323,74	323,74
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника (договорная нагрузка), Гкал/ч	332,50	336,80	342,49	342,49	346,55	349,68	352,35	352,35	352,35
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла (договорная нагрузка), Гкал/ч	327,54	327,31	327,31	327,32	327,32	327,32	390,56	390,56	390,56
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-4,95	-9,49	-15,18	-15,18	-19,24	-22,36	38,21	38,21	38,21
	-1,51	-2,90	-4,64	-4,64	-5,88	-6,83	9,78	9,78	9,78

Таблица 7.37 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 1, млн. руб. (без НДС)

№	Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
Южная котельная											
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 1		8,21								8,21
2	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5		21,04								21,04
3	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3	9,24	6,58								15,82
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	18,17									18,17
5	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6	41,50	10,00								51,50
6	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7	27,78									27,78
7	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8	7,00									7,00
8	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2			13,82							13,82
9	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6			32,93							32,93
10	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8		29,40								29,40
11	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5		29,60								29,60
12	Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100).					24,50	108,50	108,50	108,50		350,00
13	Установка частотных преобразователей на вентиляторах котлов типа КВГМ-100 Котельного цеха №1				1,62	5,77	6,05				13,44
14	Монтаж резервного ввода электроснабжения насосной №8	1,05	0,20								1,25
15	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ	1,39	1,88	1,97	2,03						7,27
16	Модернизация инженерно - технических средств охраны котельного цеха №1	20,16									20,16
17	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования ЦТЩ КЦ-1	3,89									3,89
18	Реконструкция кабельной линии (КЛ) 6 кВ от ЗРУ-6кВ ПС-4 ПО «СЭС» до Южной котельной АО «Мурманская ТЭЦ»		2,00	9,02	9,02						20,05
19	Приобретение спецтехники	0,99	6,00	6,00	6,00						18,99
20	Модернизация пожарной сигнализации помещений тепловых щитов Южной котельной		0,54								0,54
21	Установка дизель-генератора 600 кВт на Южной котельной (стационарная)				8,18						8,18
	ИТОГО по Южной котельная	131,17	115,45	63,74	26,86	30,27	114,55	108,50	108,50	0,00	699,05

Таблица 7.38 Капитальные затраты на реализацию мероприятий для Сценария 2, млн. руб. (без НДС)

№	Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042	Итого
Южная котельная											
1	Средний ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 1		8,21								8,21
2	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5		21,04								21,04
3	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 3	9,24	6,58								15,82
4	Капитальный ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5	18,17									18,17
5	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6	41,50	10,00								51,50
6	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 7	27,78									27,78
7	Текущий ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8	7,00									7,00
8	Капитальный ремонт парового теплофикационного котла ДКВР 20-13-250 ст.№ 2			13,82							13,82
9	Средний ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 6			32,93							32,93
10	Капитальный ремонт водогрейного котла КВГМ-100 ст.№ 8		29,40								29,40
11	Текущий ремонт водогрейного котла ПТВМ-100 ст.№ 5		29,60								29,60
12	Реконструкция контура и ввод в эксплуатацию ВК-9,10 КВГМ-100 (с выводом из эксплуатации ВК- 4,5 ПТВМ-100).					24,50	108,50	108,50	108,50		350,00
13	Установка частотных преобразователей на вентиляторах котлов типа КВГМ-100 Котельного цеха №1				1,62	5,77	6,05				13,44
14	Монтаж резервного ввода электроснабжения насосной №8	1,05	0,20								1,25
15	Монтаж вакуумных выключателей 6 кВ	1,39	1,88	1,97	2,03						7,27
16	Модернизация инженерно - технических средств охраны котельного цеха №1	20,16									20,16
17	Реконструкция Южной котельной с переводом ее на сжигание природного газа	1,00	0,00	43,33	61,43	950,00	707,03				1762,8
18	Техническое перевооружение вспомогательного оборудования ЦТЦ КЦ-1	3,89									3,89
19	Реконструкция кабельной линии (КЛ) 6 кВ от ЗРУ-6кВ ПС-4 ПО «СЭС» до Южной котельной АО «Мурманская ТЭЦ»		2,00	9,02	9,02						20,05
20	Приобретение спецтехники	0,99	6,00	6,00	6,00						18,99
21	Модернизация пожарной сигнализации помещений тепловых щитов Южной котельной		0,54								0,54
22	Установка дизель-генератора 600 кВт на Южной котельной (стационарная)				8,18						8,18
	ИТОГО по Южной котельная	132,17	115,45	107,08	88,29	980,27	821,58	108,50	108,50	0,00	2461,85

Таблица 7.39 Техничко-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	219,8	224,7	229,4	229,4	232,8	235,4	237,7	237,7	237,7
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	193,3	197,2	200,5	200,5	202,8	204,6	206,2	206,2	206,2
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	26,5	27,5	28,9	28,9	30,0	30,8	31,5	31,5	31,5
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	33,46	33,69	33,69	33,68	33,68	33,68	37,34	37,34	37,3
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	26,66	26,02	27,05	27,05	27,69	28,18	28,61	28,61	28,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	883,57	969,61	955,47	955,47	955,48	972,22	992,83	1002,54	1002,54
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	64,12	70,86	69,82	69,81	69,82	69,8	77,4	77,4	77,4
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	819,45	898,75	885,65	885,66	885,66	902,4	915,4	925,2	925,2
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	46,30	45,75	45,65	45,65	45,65	46,5	47,2	47,2	47,2
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	773,15	853,00	840,000	840,008	840,013	855,9	868,3	878,0	878,0
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	157,73	157,52	157,51	157,51	157,5	157,7	156,7	156,8	156,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов										
Мазут	кг.т/Гкал	169,70	169,58	169,56	169,56	169,56	169,56	169,57	169,57	169,57
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	139,366	152,731	150,492	150,493	150,494	153,34	155,55	157,20	157,20
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	170,07	169,94	169,92	169,92	169,92	169,92	169,92	169,92	169,92
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,329	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	104,84	111,48	109,85	109,85	109,85	111,93	113,54	114,75	114,75

Таблица 7.40 Технико-экономические показатели работы Южной котельной для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей, в том числе:	Гкал/ч	219,8	224,7	229,4	229,4	232,8	235,4	237,7	237,7	237,7
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	193,3	197,2	200,5	200,5	202,8	204,6	206,2	206,2	206,2
Нагрузка ГВС	Гкал/ч	26,5	27,5	28,9	28,9	30,0	30,8	31,5	31,5	31,5
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	33,46	33,69	33,69	33,68	33,68	33,68	20,44	20,44	20,4
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	26,66	26,02	27,05	27,05	27,69	28,18	28,61	28,61	28,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	883,57	969,61	955,47	955,47	955,48	972,22	957,81	967,52	967,52
Собственные + хоз.нужды источника	тыс. Гкал	64,12	70,86	69,82	69,81	69,82	69,8	42,4	42,4	42,4
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	898,75	885,65	885,66	885,66	902,4	915,4	925,2	925,2	898,75
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	45,75	45,65	45,65	45,65	46,5	47,2	47,2	47,2	45,75
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	853,00	840,00	840,01	840,01	855,9	868,3	878,0	878,0	853,00
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			
Природный газ	%							100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	162,56	157,52	157,51	157,51	157,5	157,7			
Природный газ	кг.т/Гкал							154,0	154,0	154,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК с коллекторов										
Мазут	кг.т/Гкал	174,90	169,58	169,56	169,56	169,56	169,6			
Природный газ	кг.т/Гкал							160,8	160,7	160,7
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	143,634	152,731	150,492	150,493	150,494	153,3			
Природный газ	тыс. тут.							147,5	149,0	149,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	175,28	169,94	169,92	169,92	169,92	169,92			
Природный газ	кг.т/Гкал							161,1	161,1	161,1
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,370	1,370			
Природный газ	тут/тнт							1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	104,84	111,48	109,85	109,85	109,85	111,9			
Природный газ	млн.м³							129,1	130,4	130,4

7.7 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

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

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

7.8 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Схемой теплоснабжения не предусматривается реконструкция источников с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.

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

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

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

Расширение зоны действия Мурманской ТЭЦ схемой теплоснабжения не предусматривается.

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

Схемой теплоснабжения не предусмотрен вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.

7.12 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

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

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

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

Согласно п. 15 ст. 14 ФЗ №190 от 27.07.2010 г., запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения.

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

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

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

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

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

7.13.1 Котельная «Северная»

Котельная «Северная» имеет установленную мощность 337,7 Гкал/час и снабжает тепловой энергией потребителей Ленинского административного округа г. Мурманска и промышленной зоны. В состав котельной входит 4 водогрейных котла ПТВМ-30 и 11 паровых котлов различной производительности.

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

Пар, вырабатываемый паровыми котлами, в основном используется:

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

Мероприятия, предусматриваемые Сценарием 1 для котельной «Северная»

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

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

- Установка и замена сетевых насосов на ЦТП район № 2 Ленинского округа: ЦТП 175 кв., ЦТП 171 кв., ЦТП 203 кв., ЦТП 207 кв. и в элеваторном узле А. Невского;
- Замена с увеличением диаметра магистральных тепловых сетей от котельной (перечень тепловых сетей, подлежащих замене представлен в Главе 8 схемы теплоснабжения).

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

В 2025 году – выполнение проектно-сметной документации на установку и обвязку новых паровых котлов ДКВР-10/13.

Также к реализации планируются следующие мероприятия:

- реализация мероприятий по внедрению приборного парка учета ресурсов;
- реализация мероприятий по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности;
- реализация мероприятий по приведению железнодорожных путей на котельной "Северная" в нормативное состояние;
- проведение мероприятий по установлению зон с особыми условиями использования территории.

В 2025-2026 гг. - Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 (в рамках перехода на закрытую схему ГВС).

В 2027-2028 гг. - планируется установка 2 паровых котлов ДКВР-10/13 и проведение капитального ремонта водогрейных котлов ПТВМ-30 ст. №№2,4. В этот же период планируется вывести и демонтировать паровые котлы ГМ-50-14/250 ст. №9-10.

В 2026-2028 гг. – Вывод и демонтаж парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11. Выполнение проектно-сметной документации на установку и одного парового котла ДКВР-10/13.

В 2029 году – ввод в работу парового котла ДКВР-10/13 №3.

Еще одним из мероприятий, планируемых к реализации на территории котельной «Северная», является строительства складского помещения.

Необходимость строительства сухого холодного склада-ангара на территории источника обусловлена требованием обеспечения сохранности товарного вида и технико-эксплуатационных характеристик материально-технических ценностей

(ТМЦ), включающих строительные материалы, 3D-секции заборов, древесину, химические реагенты и трубную арматуру, которые в настоящее время разгружаются и преимущественно размещаются на открытых площадках складского комплекса.

Организация хранения указанных ТМЦ в закрытом и сухом помещении позволит минимизировать риск их повреждения и негативного воздействия внешних природных факторов, таких как атмосферные осадки (дождь, снег, лёд), ветер, пыль и других неблагоприятных условий окружающей среды.

Существующий и перспективный состав оборудования котельной «Северная» по Сценарию 1 представлен в таблице 7.41.

Мероприятия, предусматриваемые Сценарием 2 для котельной «Северная»

По второму сценарию также предусмотрен переход на закрытую схему ГВС:

- Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 ст.№3;
- Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315;
- Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст. №1,2;
- Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст. №6, 200Д-90 ст.№3,5;
- Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст.№1-4;
- Замена сетевого насоса 14СД-9 ст.№5;
- Замена рециркуляционных насосов НКУ-250;
- Установка и замена сетевых насосов на ЦТП район № 2 Ленинского округа: ЦТП 175 кв., ЦТП 171 кв., ЦТП 203 кв., ЦТП 207 кв. и в элеваторном узле А. Невского;
- Замена с увеличением диаметра магистральных тепловых сетей от котельной (перечень тепловых сетей, подлежащих замене представлен в Главе 8 Обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения).

Для котельной «Северная», как и по сценарию 1, следует предусматривать максимально возможный вывод паровой части, и замещение ее водогрейной мощностью:

В 2025 году – выполнение проектно-сметной документации на установку и обвязку новых паровых котлов ДКВР-10/13.

Также к реализации планируются следующие мероприятия:

- реализация мероприятий по внедрению приборного парка учета ресурсов;
- реализация мероприятий по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности;
- реализация мероприятий по приведению железнодорожных путей на котельной "Северная" в нормативное состояние;
- проведение мероприятий по установлению зон с особыми условиями использования территории.

В 2025-2026 гг. - Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 (в рамках перехода на закрытую схему ГВС).

В 2027-2028 гг. - планируется установка 2 паровых котлов ДКВР-10/13 и проведение капитального ремонта водогрейных котлов ПТВМ-30 ст. №№2,4. В этом же году планируется вывести и демонтировать паровые котлы ГМ-50-14/250 ст. №9-10.

В 2029 г. – планируется ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод и демонтаж парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11. Выполнение проектно-сметной документации на установку одного парового котла ДКВР-10/13.

В 2030 г. – ввод в работу водогрейных котлов Eurotherm-58 на месте демонтированных котлов. Установка парового котла ДКВР-10/13 №3.

Помимо мероприятий по Сценарию 1, предусматривается проведение реконструкции котельной «Северная» с переводом на сжигание природного газа. Срок реализации 2026-2029 гг., предварительная стоимость реализации 1,42 млрд.руб.

Баланс тепловой мощности источника и подключенной нагрузки для котельной «Северная» на период актуализации Схемы теплоснабжения при реализации Сценария 1 и 2 представлен в таблице 7.42 - 7.43.

Капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий и состав мероприятий, необходимых для перехода на закрытую схему ГВС, при реализации Сценариев 1 и 2 непосредственно для котельной «Северная» представлены в таблицах 7.44 и 7.45.

Таблица 7.41 Состав оборудования котельной Северная по Сценарию 1 и 2

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Сценарий №1						
Паровые котлы						
4	ДКВР 25/13	1965	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
5	ДКВР 25/13	1966	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
6	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
7	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
8	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
9	ГМ-50-14/250	1970	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
10	ГМ-50-14/250	1971	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
11	ГМ-50-14/250	1972	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
12	ГМ-50-14/250	1973	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	ГМ-50-14/250	1973	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)
13	ГМ-50-14/250	1975	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	ГМ-50-14/250	1975	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)
14	ГМ-50-14/250	1976	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	ГМ-50-14/250	1976	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)
				ДКВР-10/13	2027	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2027	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2029	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
Водогрейные котлы						
0	ПТВМ-30	1969	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1969	30 Гкал/ч
1	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч
3				КВ-ГМ-58,2-150	2026	50 Гкал/ч
2	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч
Уст-ая тепловая мощность источника, Гкал/ч	337,7			255,5		
Сценарий 2						
Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
4	ДКВР 25/13	1965	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
5	ДКВР 25/13	1966	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
6	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
7	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
8	ДКВР 25/13	1961	15,7 Гкал/ч (25 т/ч)	-	-	-
9	ГМ-50-14/250	1970	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
10	ГМ-50-14/250	1971	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
11	ГМ-50-14/250	1972	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
12	ГМ-50-14/250	1973	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
13	ГМ-50-14/250	1975	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Сценарий №1						
14	ГМ-50-14/250	1976	29,7 Гкал/ч (50 т/ч)	-	-	-
				ДКВР-10/13	2027	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2027	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
				ДКВР-10/13	2029	8,5 Гкал/ч (10 т/ч)
Водогрейные котлы						
0	ПТВМ-30	1969	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1969	30 Гкал/ч
1	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч
3				КВ-ГМ-58,2-150	2026	50 Гкал/ч
2	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч	ПТВМ-30	1965	30 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2029	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2030	50 Гкал/ч
	-	-	-	Eurotherm 58	2030	50 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч	337,7			315,5		

Таблица 7.42 Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 1

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятия	-	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел КВ-ГМ-58,2-150 (в рамках перехода на закрытую схему ГВС)	Вывод из эксплуатации и последующий демонтаж паровых котлов 5хДКВР-25/13 (котловые ячейки №№4-8). Ввод двух котлов ДКВР-10/13 в котловых ячейках №№4, 5		Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11	Установка парового котла ДКВР-10/13 №3			
		-	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№9-10		-				-
Установленная мощность, Гкал/ч	337,7	387,7	387,7	320,0	277,0	247,0	255,5	255,5	255,5
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	337,7	387,7	387,7	320,0	277,0	247,0	255,5	255,5	255,5
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	13,46	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72	13,72
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	324,24	373,98	373,98	306,28	263,28	233,28	241,78	241,78	241,78
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	17,60	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	154,92	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	172,5	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	294,2	322,4	322,4	254,7	211,7	181,7	190,2	190,2	190,2
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	121,72	146,55	146,55	78,85	35,85	5,85	14,35	14,35	14,35
	41,37	45,46	45,46	30,96	16,93	3,22	7,54	7,54	7,54

Таблица 7.43 Планируемые мероприятия на котельной «Северная» и балансы мощность/нагрузка по сценарию 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мероприятия	-	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3 на водогрейный котел смешанного типа (водотрубно-газотрубный) КВ-ГМ-58,2-150 (в рамках перехода на закрытую схему ГВС)-	Вывод из эксплуатации и последующий демонтаж паровых котлов 5хДКВР-25/13 (котловые ячейки №№4-8). Ввод двух котлов ДКВР-10/13 в котловых ячейках №№4, 5		Ввод в эксплуатацию котла Eurotherm-58. Вывод парового котла ГМ-50-14/250 ст. №11	Ввод двух водогрейных котлов Eurotherm-58. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№12,13.	Вывод и демонтаж оставшийся паровой котел ГМ-50-14/250 ст. №14		
		-	Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30. Вывод паровых котлов ГМ-50-14/250 ст. №№9-10						
Реконструкции котельной «Северная» с переводом на сжигание природного газа									
Установленная мощность, Гкал/ч	337,7	387,7	387,7	320,0	277,0	297,0	345,5	315,5	315,5
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	337,7	387,7	387,7	320,0	277,0	297,0	345,5	315,5	315,5
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	13,46	13,72	13,72	13,72	13,72	7,33	7,33	7,33	7,33
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	324,24	373,98	373,98	306,28	263,28	289,67	338,17	308,17	308,17
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	17,60	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94	17,94
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	154,92	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	172,5	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	294,2	322,4	322,4	254,7	211,7	238,07	286,6	256,6	256,6
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	121,72	146,55	146,55	78,85	35,85	62,24	110,74	80,74	80,74
	41,37	45,46	45,46	30,96	16,93	26,14	38,64	31,47	31,47

Таблица 7.44 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС)

Наименование	2026	2027	2028	2029-2042	Всего
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13		24,0			24,00
Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30		50,0			50,00
Установка парового котла ДКВР-10/13			3,0	12,0	15,00
Мероприятия по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности с целью обеспечения требований, установленных законодательством Российской Федерации, в т.ч. на котельных г.Мурманска и Мурманской области.	2,00	5			7,00
Мероприятия по приведению железнодорожных путей на котельной "Северная" в нормативное состояние	4,34				4,34
Оснащение центральной производственной химико-аналитической лаборатории АО "МЭС" оборудованием для обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения, соблюдения требований Федеральных законов от 30.03.1999 № 52-ФЗ и от 04.05.1999 № 96-ФЗ		3,569			3,57
Проведение мероприятий по установлению зон с особыми условиями использования территории, в т.ч. на котельных:	13,624	11,443	16,449		41,52
Приобретение сетевых насосных агрегатов на котельную "Северная"	52,808				52,81
Приобретение спецтехники, автотранспорта	12,818	145,447	179,273		337,54
Итого по источнику	85,59	239,46	198,72	12,00	535,78

Таблица 7.45 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 2 для котельной «Северная», млн. руб. (без НДС)

Наименование	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Всего
Установка двух паровых котлов ДКВР-10/13		24,0				24,00
Капитальный ремонт 2 котлов ПТВМ-30		50,0				50,00
Установка двух водогрейных котлов Eurotherm-58		8,0	270,0			278,00
Установка парового котла ДКВР-10/13			3,0	12,0		15,00
Мероприятия по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности с целью обеспечения требований, установленных законодательством Российской Федерации, в т.ч. на котельных г.Мурманска и Мурманской области.	2,00	5				7,00
Мероприятия по приведению железнодорожных путей на котельной "Северная" в нормативное состояние	4,34	0				4,34
Оснащение центральной производственной химико-аналитической лаборатории АО "МЭС" оборудованием для обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения, соблюдения требований Федеральных законов от 30.03.1999 № 52-ФЗ и от 04.05.1999 № 96-ФЗ		3,569				3,57
Проведение мероприятий по установлению зон с особыми условиями использования территории, в т.ч. на котельных:	13,624	11,443	16,449			41,52
Приобретение сетевых насосных агрегатов на котельную "Северная"	52,808					52,81
Приобретение спецтехники, автотранспорта	12,818	145,447	179,273			337,54
Реконструкции котельной «Северная» с переводом на сжигание природного газа	137,19	337,51	472,51	472,51		1419,72
Итого по источнику	222,78	584,96	941,23	484,51	0,0	2233,49

Таблица 7.46 Перечень мероприятий по переходу на закрытую схему теплоснабжения от котельной "Северная"

Котельная "Северная", основное и вспомогательное оборудование					
№ п/п	Наименование мероприятий		Наименование оборудования	Режим работы	Электрооборудование
1	Замена водогрейного котла ПТВМ-30 ст. № 3		Котел водогрейный смешанного типа (водотрубно-газотрубный) ТЕРМОТЕХНИК ТТ300 60МВт	зимний режим	Средняя электрическая мощность 267кВт. Вентилятор горелки 211кВт; напряжение 0,4кВ. Электропривод задвижки 1,5кВт; насос рециркуляции (2 шт.) 13,2кВт; автоматика 1кВт.
2	Замена двух подогревателей сетевой воды ПСВ-315		Подогреватель кожухотрубный ПСВэ-700-1,6-1,6-II (D=1500мм)	зимний режим	
3	Замена подпиточных насосов 14СД-9 ст №1,2		WILO BL-50/240-30/2	зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 30кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 52,2А.
4	Замена подпиточных насосов 200Д-60 ст №6, 200Д-90 ст№3,5		WILO BL-32/240-15/2	зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 15кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.
5	Замена сетевых насосов СЭ-1250 ст№1,2,3,4		WILO SCP 300/660 DV-800/4	зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 800кВт; напряжение 6кВ.
6	Замена рециркуляционных насосов НКУ-250 ст.№1,2		WILO BL-100/165-30/2	зимний/летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 30кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 52,2А.
ЦТП район №2 Ленинский АО					
№ п/п	Объект	Наименование мероприятий	Наименование оборудования	Режим работы	Элетрооборудование
7	ЦТП 175 кв.	Установка двух сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 65/170-15/2	летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 15кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.
8		Замена сетевого насоса СН-3	НКУ -250	зимний режим	Серийный электродвигатель 5A200L4 Y2 IM 1081 IP 55. Мощность 45кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 87А.
9	ЦТП 171 кв.	Установка двух сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 65/170-15/2	летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 15кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.
10	ЦТП 203 кв.	Установка двух сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 50/170-11/2	летний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 11кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 20,5А.

11	ЦТП 207 кв.	Установка трех сетевых насосов	WILO CRONOBLOC BL 80/170-30/2		зимний режим	Серийный электродвигатель с технологией IE3. Мощность 30кВт; напряжение 0,4кВ; ток номинальный 52,2А.		
12	Элеваторный узел А. Невского	Установка водоподогревателя ГВС			зимний летний режим			
Тепловые сети от котельной "Северная" Ленинский АО								
№ п/п	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Наименование теплосети	Протяжённость участка, м	Существующий Внутренний Ду подающего и обратного трубопровода, м	Мероприятие перекладка внутренний Ду, м	Вид прокладки тепловой сети	Электро-оборудование
13	TK-106 Ч. Лучинского	TK-107	магистральная	47	0,309	0,35	Подземная канальная	
14	TK-105 Ч. Лучинского	TK-106		75,5	0,309	0,35	Подземная канальная	
15	TK-9 Свердлова	TK-10	магистральная	95	0,412	0,5	Подземная канальная	
16	TK-8 Свердлова	TK-9		91	0,412	0,5	Подземная канальная	
17	TK-7 Свердлова	TK-8		69	0,412	5	Подземная канальная	
18	TK-6 Свердлова	TK-7		135	0,412	0,5	Подземная канальная	
19	TK-5 Свердлова	TK-6		110	0,412	0,5	Подземная канальная	
20	TK-63 Подстаницкого	TK-62	магистральная	60	0,309	0,35	Подземная канальная	
21	TK-63 Подстаницкого	TK-62		63,5	0,309	0,35	Подземная канальная	
22	TK-63 Подстаницкого	TK-62		40	0,309	0,35	Подземная канальная	
23	TK-14 Подстаницкого	TK-60		129	0,309	0,35	Подземная канальная	
24	TK-60 Подстаницкого	TK-61		22	0,309	0,35	Подземная канальная	

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

Технико-экономические показатели работы котельной «Северная» при реализации Сценариев 1 и 2 представлены в таблице 7.47 и 7.48.

Таблица 7.47 Техничко-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	154,9	157,9	159,1	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	138,9	140,7	141,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	16,0	17,2	17,6	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	13,5	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	17,6	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	610,4	629,1	631,5	631,5	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2
Собственные и хоз. нужды источника	тыс. Гкал	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	561,6	580,3	582,7	582,7	590,4	590,4	590,4	590,4	590,4
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	57,3	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	504,3	521,9	524,3	524,3	532,0	532,0	532,0	532,0	532,0
Структура топливного баланса										
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	163,0	162,1	162,2	162,2	162,3	162,3	162,3	162,3	162,3
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	99,529	102,0	102,4	102,4	103,8	103,8	103,8	103,8	103,8
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8	175,8
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	73,183	74,998	75,311	75,311	76,307	76,307	76,307	76,307	76,307

Таблица 7.48 Техничко-экономические показатели работы котельной «Северная» для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	154,9	157,9	159,1	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8	160,8
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	138,9	140,7	141,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5	142,5
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	16,0	17,2	17,6	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	13,5	13,7	13,7	13,7	13,7	7,3	7,3	7,3	7,3
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	17,6	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	610,4	629,1	631,5	631,5	639,2	639,2	639,2	639,2	639,2
Собственные +хоз.нужды источника	тыс. Гкал	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8	48,8
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	561,6	580,3	582,7	582,7	590,4	590,4	590,4	590,4	590,4
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	57,3	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4	58,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	504,3	521,9	524,3	524,3	532,0	532,0	532,0	532,0	532,0
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%				
Природный газ	%						100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	163,0	162,1	162,2	162,2	162,3				
Природный газ	кгу.т/Гкал						154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	99,5	102,0	102,4	102,4	103,8				
Природный газ	тыс. тут.						98,4	98,4	98,4	98,4
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	175,77	175,8	175,8	175,8	175,8				
Природный газ	кгу.т/Гкал						166,7	166,7	166,7	166,7
Переводной коэффициент										

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Мазут	тут/тнт	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360				
Природный газ	тут/тнт						1,143	1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	73,183	74,998	75,311	75,311	76,307				
Природный газ	тыс. м3						86,1	86,1	86,1	86,1

7.13.2 Котельная «Роста»

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

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

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

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

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

2025-2026 гг. – установка водогрейного котла мощностью 4 МВт (например, котел ООО «Энтророс» марки ТТ-100 или аналог).

Состав оборудования и технико-экономические показатели работы котельной приведен в таблицах 7.49 и 7.54.

Таблица 7.49 Состав оборудования котельной «Роста»

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч	Марка	Год ввода	Производительность, Гкал/ч
Водогрейные котлы				Водогрейные котлы		
1	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)
2	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)	КВГМ-50	1988	50 Гкал/ч (на консервации)
3	-	-	-	ТТ-100	2026	3,44
Паровые котлы				Паровые котлы		
3	ГМ-50-14/250	1978	30	ГМ-50-14/250	1978	30
4	ГМ-50-14/250	1978	30	ГМ-50-14/250	1978	30
5				ДКВР 10/13	2027	6,4

В рамках 2-го Сценария, схемой теплоснабжения реконструкция котельной «Роста» с переводом ее на сжигание природного газа. Срок реализации 2026-2029 гг., ориентировочная стоимость реализации 422 млн.руб.;

До принятия окончательного решения по газификации источника, состав мероприятий на источнике аналогичен сценарию 1:

- в целях повышения энергоэффективности и надежности теплоснабжения, на котельной мкр. Роста планируется проведение технического перевооружения, состоящее из демонтажа парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч;

- проектирование и техническое перевооружение сливноналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов.

2025-2026 гг. – установка водогрейного котла мощностью 4 МВт (например, котел ООО «Энтророс» марки ТТ-100);

2026-2029 гг. - Реконструкция котельной «Роста» с переводом ее на сжигание природного газа.

Балансы мощности и капитальные затраты на реализацию предусмотренных мероприятий при реализации Сценария 1 и Сценария 2 для котельной «Роста» представлены в таблицах ниже.

Таблица 7.50 Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Роста» по сценарию 1

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	60,0	63,4	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	60,0	63,4	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	57,4	60,9	67,3	67,3	67,3	67,3	67,3	67,3
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	35,2	38,7	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1	45,1
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	6,16	9,60	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00
	17,49	24,83	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51	35,51

Таблица 7.51 Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Роста» по сценарию 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	60,0	63,4	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	60,0	63,4	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8	69,8
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	2,59	2,59	2,59	2,59	2,59	1,21	1,21	1,21
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	57,4	60,9	67,3	67,3	67,3	68,6	68,6	68,6
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74	24,74
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	35,2	38,7	45,1	45,1	45,1	46,4	46,4	46,4
Резерв ("+")/ Дефицит (" -") (Гкал/ч / %)	6,16	9,60	16,00	16,00	16,00	17,37	17,37	17,37
	17,49	24,83	35,51	35,51	35,51	37,42	37,42	37,42

Таблица 7.52 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 для котельной «Роста», млн. руб. (без НДС)

Наименование	2026	2027	2028-2042	Всего
Установка водогрейного котла мощностью 4 МВт	8,415			10,71
Техническое перевооружение котельной, включающее демонтаж парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч	28,46			28,46
Проектирование и техническое перевооружение сливоналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов	38,44			38,44
Итого по источнику	38,4	0,0	0,0	75,31

Таблица 7.53 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 2 для котельной «Роста», млн. руб. (без НДС)

Наименование	2026	2027	2028	2029	2030-2042	Всего
Установка водогрейного котла мощностью 4 МВт	8,415					8,415
Техническое перевооружение котельной, включающее демонтаж парового котла марки «Комбайшен» YUX-23-3 № 2 с последующей установкой и вводом в эксплуатацию нового парового котла производительностью 10 т/ч	28,46					28,46
Проектирование и техническое перевооружение сливоналивного комплекса котельной «Роста» с обустройством заправки мазутовозов	38,44					38,44
Реконструкция котельной «Роста» с переводом ее на сжигание природного газа	21,10	105,51	147,71	147,71	0	422,03
Итого по источнику	38,4	105,51	147,71	147,71	0	488,92

Таблица 7.54 Технико-экономические показатели работы котельной «Роста» для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	101,6	101,6	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	93,3	93,3	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	79,4	79,4	77,2	77,2	77,2	77,2	77,2	77,2	77,2
Структура топливного баланса										
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	163,7	163,7	163,4	163,4	163,4	163,4	163,4	163,4	163,4
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	16,629	16,629	16,228	16,228	16,228	16,228	16,228	16,228	16,228
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3	178,3
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	12,1	12,138	11,845	11,845	11,845	11,845	11,845	11,845	11,845

Таблица 7.55 Техничко-экономические показатели работы котельной «Роста» для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей,	Гкал/ч	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1
Подключенная нагрузка отопления	Гкал/ч	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8
Нагрузка средней ГВС	Гкал/ч	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	1,2	1,2	1,2	1,2
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	101,6	101,6	99,3	99,3	99,3	96,3	96,3	96,3	96,3
Собственные и хозяйственные нужды источника	тыс. Гкал	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	93,3	93,3	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	79,4	79,4	77,2	77,2	77,2	77,2	77,2	77,2	77,2
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%				
Природный газ	%						100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	163,7	163,717	163,387	163,387	163,387				
Природный газ	кг.т/Гкал						154,0	154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. т.т.	16,6	16,629	16,228	16,228	16,228				
Природный газ	тыс. т.т.						14,8	14,8	14,8	14,8

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	178,3	178,288	178,288	178,288	178,288				
Природный газ	кгу.т/Гкал						162,9	162,9	162,9	162,9
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,370	1,370	1,370	1,370	1,370				
Природный газ	тут/тнт						1,143	1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	12,1	12,138	11,845	11,845	11,845				
Природный газ	млн. м3						12,98	12,98	12,98	12,98

7.13.3 Котельная № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» (ранее дизельная котельная МУП «МУК»)

На дизельной котельной установлено 3 водогрейных котла, срок эксплуатации которых составляет 15 лет. Основным видом топлива является дизельное топливо. Подключенная договорная нагрузка котельной составляет 0,828 Гкал/ч и на рассматриваемую перспективу изменение ее не предполагается.

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

Сценарий 1 и 2 для данного источника основан на заключенном концессионном соглашении (от 19.02.2024 года) между Администрацией города (именуемое по соглашению «Концендент») и Обществом с ограниченной ответственностью «Тепло людям. Кандалакша» (именуемое по соглашению «Концессионер») на реализацию мероприятия по модернизации системы теплоснабжения района Дровяное г.Мурманска с переходом на биотопливо взамен дизельной генерации тепловой энергии.

В соответствии с концессионным соглашением предусматривается выполнение следующих мероприятий:

1. Проектирования и Создания объекта соглашения: установка на территории действующей дизельной котельной котельного блока мощностью 0,9 МВт, работающего на щепе (древесной пеллете), и заменяющего 0,9 МВт мощности существующей дизельной котельной (адрес объекта – городской округ Мурманск, г.Мурманск, ул.Прибрежная);

2. Проектирования и Реконструкция объекта соглашения: объединение нагрузок существующей дизельной котельной и нового блока мощностью 0,9 МВт, работающего на щепе (древесной пеллете), с присоединением к существующим тепловым сетям.

После реализации мероприятий по вводу нового объекта эксплуатацию объекта по концессионному соглашению будет осуществлять также Концессионер – ООО «Тепло людям. Кандалакша».

Реализация данного мероприятия позволит оптимизировать схему теплоснабжения микрорайона Дровяное – повысит качество и надежность теплоснабжения потребителей района, а также снизить затраты на топливо и ликвидировать потери тепла, связанные с выработкой и транспортировкой тепловой энергии от котельной.

Реализация мероприятия по строительству и введению в эксплуатацию нового блока мощностью 0,9 МВт планируется в 2026 году. Срок действия концессионного соглашения – 25 лет (до 2048 года включительно).

Общий вид БМК и ее характеристики представлены на рисунке ниже.

**Блочно-модульная транспортабельная котельная
БМТК PROTON 900A**



БМТК PROTON-900A

Состоит из 3-х транспортабельных блоков-контейнеров полной заводской готовности.

Тепловая мощность номинальная - 900 кВт.

Количество теплоагрегатов - три

Основной вид топлива: пеллеты.

Схема теплоснабжения – двухконтурная с гидравлической развязкой

Автоматизация: автоматизация без постоянного присутствия персонала, GSM контроль параметров и аварийных сигналов.

Рисунок 7.7 Блочно-модульная котельная мощностью 0,9 МВт, работающая на щепе (древесной пеллете)

Состав оборудования котельной на краткосрочную перспективу приведен в таблице 7.56.

Таблица 7.56 Состав оборудования котельной

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Водогрейные котлы						
1	GTE 521	2006	1,02 Гкал/ч	GTE 521	2006	1,02 Гкал/ч
2	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч
3	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч	GTE 511	2005	0,52 Гкал/ч
4	-	-	-	БМК 0,9 МВт	2026	0,74 Гкал/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч		2,06		Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч		2,834
Подключенная нагрузка, Гкал/ч		0,828		Подключенная нагрузка, Гкал/ч		0,75

Покрывание тепловой нагрузки планируется за счет работы от БМК на щепе (древесной пеллете), включение в работу дизельных котлов предусматривается в период пиковых нагрузок.

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

Таблица 7.57 Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» по сценарию 1 и 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	2,06	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	2,06	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83	2,83
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,03	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	2,03	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,22	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	0,97	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	1,01	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	0,03	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	3,35	55,95	55,95	55,95	55,95	55,95	55,95	55,95

Таблица 7.58 Показатели работы котельной № 1 ул. Прибрежная ООО «Тепло Людям. Кандалакша» по сценарию 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,03	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,22	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	3,112	3,365	3,335	3,335	3,335	3,335	3,335	3,335	3,335
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105	0,105
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	3,007	3,26	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23	3,23
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,690	0,16	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	2,317	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10
Структура топливного баланса										
Дизель	%	100,0%	50,0%							
Древесная пеллета	%		50,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Дизель	кгу.т/Гкал	149,51	149,51							
Древесная пеллета	кгу.т/Гкал		178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57	178,57
Расход условного топлива		0,47	0,55	0,596	0,596	0,596	0,596	0,596	0,596	0,596
Дизель	тыс. тут.	0,47	0,25							
Древесная пеллета	тыс. тут.		0,30	0,596	0,596	0,596	0,596	0,596	0,596	0,596
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Дизель	кгу.т/Гкал	154,74	154,7							
Древесная пеллета	кгу.т/Гкал		184,3	184,4	184,4	184,4	184,4	184,4	184,4	184,4
Переводной коэффициент										
Дизель	тут/тнт	1,45	1,45							
Древесная пеллета	тут/тнт		0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Расход натурального топлива										
Дизель	тыс. т	0,321	0,17							
Древесная пеллета	тыс.т		0,83	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65

7.13.4 Угольная котельная района Дровяное

Основной причиной высокой себестоимости от угольной котельной района Дровяное являются расходы на оплату труда персонала. Так Фонд оплаты труда и социальные отчисления на 2023 год составят 10,1 млн. рублей, что соответствует 37% НВВ котельной и в 2,5 раза выше, чем на аналогичной дизельной котельной. Численность персонала данной котельной составляет 17 человек, что объясняется отсутствием какой-либо автоматизации. На угольной котельной в 2008-2011 году были установлены водогрейные котлы типа КВ. Подача топлива в данных котлах осуществляется немеханизированным (ручным) забросом топлива в топку с периодичностью 1,5-3 часа.

Режим и объем подачи топлива, помимо прочего (температурных параметров), зависит от качества угля и его крупности (размеру кусков, фракции). На угольной котельной в качестве основного топлива используется каменный уголь марки ДПК 50-300 мм. Ввиду отсутствия на котельной дробилки, уголь в топку подается разной фракции и, соответственно, имеет разные параметры при горении. Оператор котельной, осуществляющий подачу топлива (заброс угля в топку), не имеет возможности контролировать КПД горения, ввиду того, что для этого необходимы специальные контрольно-измерительные приборы (датчики температуры уходящих дымовых газов и датчик кислорода), которые на котельной не установлены. По этой причине, регулирование оператором котельной степени открытия/закрытия шиберов на дымоходе не представляется возможным, т.к. основным условием стабильной работы котельной является недопущение прекращения процесса горения в топке. Условная циклическая зависимость КПД таких котлов представлена на рисунке 7.8.

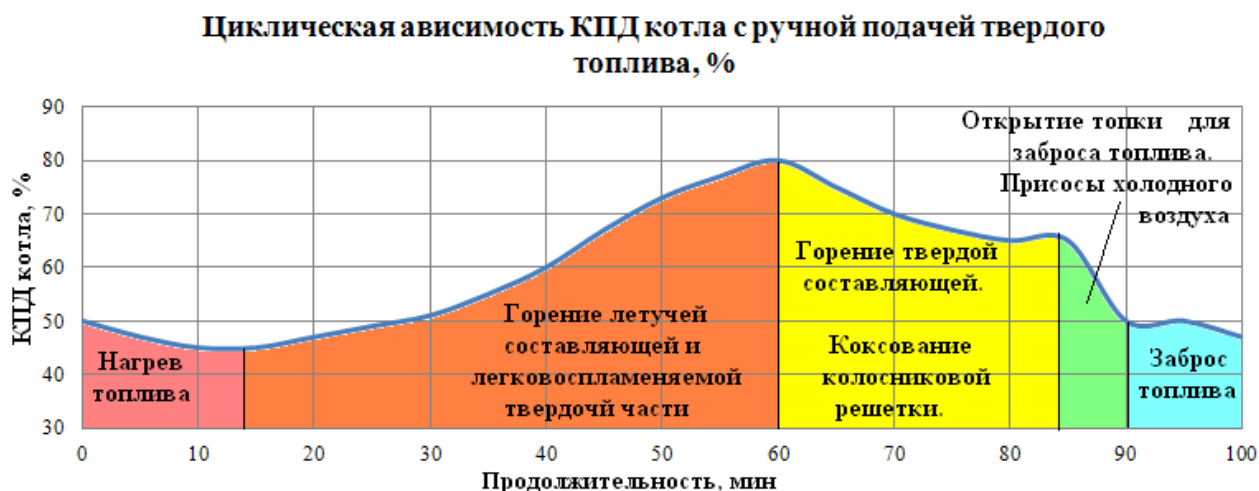


Рисунок 7.8 Циклическая зависимость КПД котла с ручной подачей топлива

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

Мероприятия, предлагаемые для угольной котельной

Сценарий 1 для данного источника основан на заключенном концессионном соглашении (от 19.02.2024 года) между Администрацией города (именуемое по соглашению «Концендент») и Обществом с ограниченной ответственностью «Тепло людям. Кандалакша» (именуемое по соглашению «Концессионер») на реализацию мероприятия по модернизации системы теплоснабжения района Дровяное г.Мурманска с переходом на биотопливо взамен угольной генерации тепловой энергии.

В соответствии с концессионным соглашением предусматривается выполнение следующих мероприятий:

1. Проектирования и Создания объекта соглашения: строительство блочно-модульной котельной, работающей на топливной щепе с автоматической подачей топлива с присоединением к существующей тепловой сети. Установленная мощность блочно-модульной котельной – 1,8 МВт (адрес объекта – городской округ Мурманск, г. Мурманск, ул.Юрия Смирнова). Проектом также предусматривается строительство нового участка тепловых сетей от новой блочно-модульной котельной 1,8 МВт до существующих тепловых сетей.

После реализации мероприятий по вводу нового объекта, эксплуатацию объекта, по концессионному соглашению, будет осуществлять также Концессионер – ООО «Тепло людям. Кандалакша».

Реализация данного мероприятия позволит оптимизировать схему теплоснабжения микрорайона Дровяное, вывести из эксплуатации угольную котельную, повысить качество и надежность теплоснабжения потребителей района, а также снизить затраты на топливо и ликвидировать потери тепла, связанных с выработкой и транспортировкой тепловой энергии от котельной.

Реализация мероприятия по строительству и введению в эксплуатацию нового блока мощностью 1,8 МВт планируется в 2026 году. Срок действия концессионного соглашения – 25 лет (до 2048 года включительно).

Общий вид БМК и ее характеристики представлены на рисунке ниже.



Состоит из четырех основных транспортабельных блоков-контейнеров.
 Тепловая мощность номинальная - 1800 кВт.
 Количество теплоагрегатов - три
 Основной вид топлива: щепа древесная
 Резервный вид топлива: пеллеты, дрова, брикеты
 Схема теплоснабжения – двухконтурная с гидравлической развязкой

Рисунок 7.9 Блочно-модульная котельная мощностью 1,8 МВт, работающая на щепе (древесной пеллете)

Технико-экономические показатели работы новой блочно-модульной котельной на щепе (древесной пеллете) приведены в таблице 7.59.

Таблица 7.59 Техничко-экономические показатели работы новой блочно-модульной котельной 1,8 МВт микрорайона Дровяное (ООО «ТЛК» с 2026 года вместо угольной котельной МУП «МУК»)

Наименование	Единица измерения	2025	2026*	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	4,03	4,52	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	4,03	4,44	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23	4,23
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,08	0,08	0,077	0,077	0,077	0,077	0,077	0,077	0,077
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	3,96	4,36	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15	4,15
Структура топливного баланса	%									
Уголь	%	100,0%	50,0%							
Древесная щепа	%		50,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Уголь	кгу.т/Гкал	458,87	439,09							
Древесная щепа	кгу.т/Гкал		178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Расход условного топлива	тыс. тут.	1,85	1,40	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Уголь	тыс. тут.	1,85	0,99							
Древесная щепа	тыс. тут.		0,40	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Уголь	кгу.т/Гкал	458,9	447,3							
Древесная щепа	кгу.т/Гкал		181,91	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6	178,6
Переводной коэффициент										
Уголь	тут/тнт	0,77	0,77							
Древесная щепа	тут/тнт		0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Расход натурального топлива										
Уголь	тыс. т	2,40	1,29							
Древесная щепа	тыс.т		1,12	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10

Таблица 7.60 Баланс мощности и тепловой нагрузки новой блочно-модульной котельной 1,8 МВт микрорайона Дровяное (ООО «ТЛК» с 2026 года вместо угольной котельной МУП «МУК») по сценарию 1 и 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	3,13	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	3,13	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,00	0,02	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	3,13	1,53	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	1,88	1,03	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	0,91	0,06	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
	48,48	5,62	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55	7,55

Ввиду отдаленного месторасположения района Дровяное, последующая газификация данного района предполагается не ранее 2032 года. К варианту строительства новых газовых блочно-модульных котельных для данного района необходимо вернуться при последующих актуализациях схемы теплоснабжения и реализации планов по газификации г. Мурманска.

7.13.5 Котельная «Абрам-Мыс» АО «Мурманэнергосбыт»

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

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

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

Теплоснабжение населения осуществляется через ЦТП, где установлены пароводяные теплообменники. Пар от котельной до ЦТП транспортируется по паропроводу с возвратом конденсата. Баланс тепловой мощности котельной представлен на рисунке 7.10.

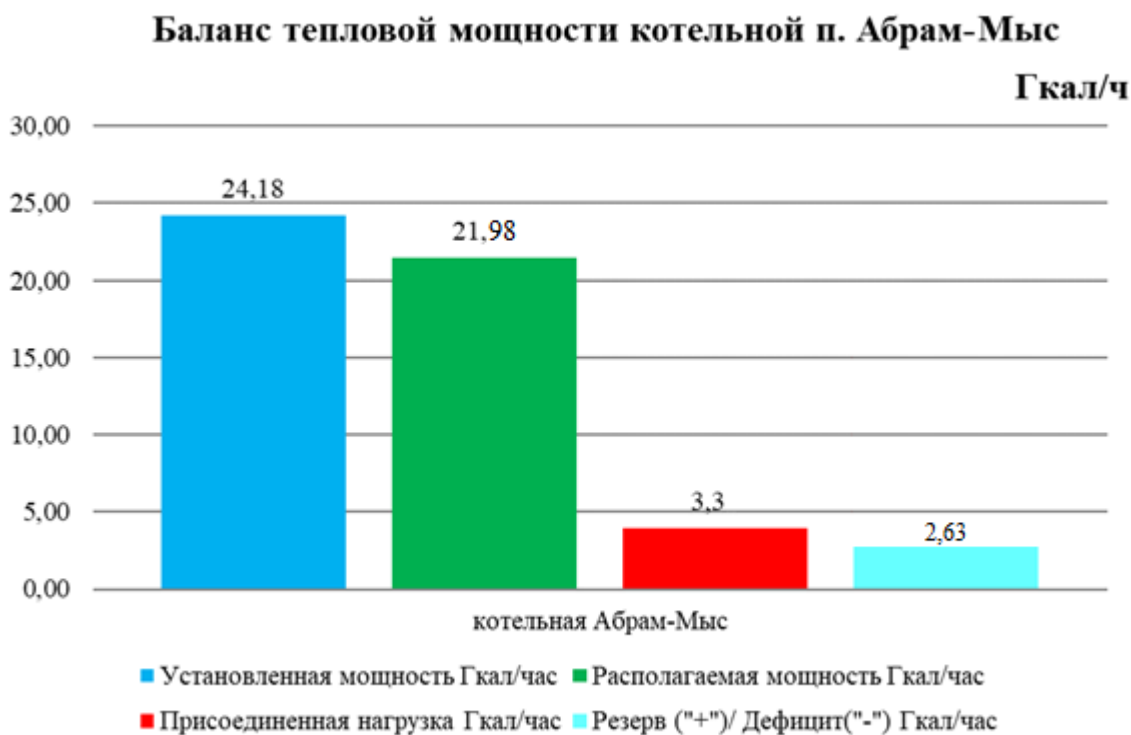


Рисунок 7.10 Баланс тепловой мощности котельной «Абрам-Мыс»

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

Учитывая вышеописанное, мероприятия, предлагаемые для котельной, должны предусматривать снижение установленной мощности котельной и замену паровых котлов на водогрейные котлы.

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

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

Срок проведения данного мероприятия – 2025-2026 гг., затраты составят 176,1 млн.руб. Состав мероприятий, предусматриваемый техническим перевооружением котельной, представлен в таблице ниже.

№ п/п	Наименование мероприятия	Год реализации	Расходы на реализацию, тыс.руб. (без НДС)
1.	Техническое перевооружение мазутной котельной мкр. Абрам-Мыс г. Мурманска	2025-2026	176,1

Таблица 7.61 Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Абрам-Мыс» по сценарию 1

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	6,47	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	6,47	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	6,05	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	6,05	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	2,19	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	36,21	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Таблица 7.62 Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225	3,225
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,4	0,4
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,6	0,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	13,94	13,94	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	12,57	12,57	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	10,73	10,73	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97
Структура топливного баланса	%									
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кг, т/Гкал	196,31	196,31	198,07	198,07	198,07	198,07	198,07	198,07	198,1
Расход условного топлива	тыс. тут.									
Мазут	тыс. тут.	2,737	2,74	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кг, т/Гкал	217,856	217,86	217,86	217,86	217,86	217,86	217,86	217,86	217,9
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,360
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	2,01	2,01	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21

Сценарий 2

В рамках Сценария 2 настоящей актуализацией предусматривается строительство новой газовой блочно-модульной котельной микрорайона Абрам-Мыс, мощностью 6,45 Гкал/ч.

Реализация мероприятия предусматривается в период с 2029 по 2031 год, предварительная стоимость - 91,0 млн.руб.

Для этого необходимо на источнике предусмотреть реализацию мероприятий АО «МЭС», как и по сценарию 1: техническое перевооружение мазутной котельной района Абрам-Мыс и переоборудование существующей ЦТП в ПНС (подкачивающая насосная станция).

Срок проведения данного мероприятия – 2025-2026 гг., затраты составят 176,1 млн.руб. Состав мероприятий, предусматриваемый техническим перевооружением котельной, представлен в таблице ниже.

№ п/п	Наименование мероприятия	Год реализации	Расходы на реализацию, тыс.руб. (без НДС)
1.	Техническое перевооружение мазутной котельной мкр. Абрам-Мыс г. Мурманска	2025-2026	176,1

Технико-экономические показатели работы котельной при реализации сценария 2 представлены в таблице 7.63.

Таблица 7.63 Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	6,47	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	6,47	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,08
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	6,05	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	6,37
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	6,05	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	3,88	4,22
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	2,19	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,36
	36,21	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	8,62

Таблица 7.64 Техничко-экономические показатели работы котельной «Абрам-Мыс» по Сценарию 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,08	0,08
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	13,94	13,94	15,19	15,19	15,19	15,19	15,19	14,06	14,06
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	0,26	0,26
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	12,57	12,57	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81	13,81
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	10,73	10,73	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97	11,97
Структура топливного баланса										
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
Природный газ	%								100%	100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	196,3	196,31	198,07	198,07	198,07	198,1	198,1		
Природный газ	кгу.т/Гкал								154,0	154,0
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	2,737	2,74	3,01	3,01	3,01	3,0	3,0		
Природный газ	тыс. тут.						0,0	0,0	2,2	2,2
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9	217,9		
Природный газ	кгу.т/Гкал								0,0	0,0
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,36	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360		
Природный газ	тут/тнт								1,143	1,143
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	2,01	2,01	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21		
Природный газ	млн. м3								1,90	1,90

7.13.6 Котельная АО «Мурманский морской торговый порт»

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

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

Для котельной предусматривается сохранение мазутной зависимости.

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

Финансирование – собственный бюджет.

Величина затрат – определится по результатам ТЭО.

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

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

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

В настоящее время, АО «Мурманский морской торговый порт» проводит работу по определению альтернативной схемы теплоснабжения производственных площадок АО «Мурманский морской торговый порт» с выполнением технико-экономического обоснования (ТЭО), результаты которой могут быть включены в очередную актуализацию схемы теплоснабжения.

В рамках Сценария 2 настоящей актуализацией предусматривается вариант со строительством новой газовой блочно-модульной котельной ММТП, мощностью 10,0 Гкал/ч (необходимо определить по результатам проведения проектных работ).

Срок реализации мероприятия – 2029-2030 гг. Предварительная стоимость строительства составляет 128,8 млн.руб.

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

Таблица 7.65 Состав оборудования котельной АО «Мурманский морской торговый порт»

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

Таблица 7.66 Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 1)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43
Резерв ("+" / Дефицит ("-") (Гкал/ч / %)	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81
	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87

Таблица 7.67 Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 1)

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	17,29	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33	17,33
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,19	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	16,09	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01	16,01
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	2,54	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55	13,55
Структура топливного баланса										
Мазут	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1	169,1
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. тут.	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	181,6	181,6	181,6	181,6	181,6	181,6	181,6	181,6	181,6
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	2,13	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12

Таблица 7.68 Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 2)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	10,00	10,00
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	10,00	10,00
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,09	0,09
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	13,68	9,91	9,91
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,43	7,41	7,41
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,81	2,79	2,79
	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,87	37,68	37,68

Таблица 7.69 Техничко-экономические показатели работы котельной АО «Мурманский морской торговый порт» (сценарий 2)

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,09	0,09	0,09
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	17,286	17,330	17,330	17,330	17,330	17,330	16,363	16,363	16,363
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	1,194	1,321	1,321	1,321	1,321	1,321	0,354	0,354	0,354
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	16,092	16,009	16,009	16,009	16,009	16,009	16,009	16,009	16,009
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	2,543	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460	2,460
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	13,549	13,549	13,549	13,549	13,549	13,549	13,549	13,549	13,549
Структура топливного баланса										
Мазут	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%			
Природный газ								100,00%	100,00%	100,00%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	169,09	159,6	159,6
Природный газ	кг.т/Гкал							154	154	154
Расход условного топлива	тыс. тут.	2,92	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,52	2,8	2,8
Мазут	тыс. тут.	2,92	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91			
Природный газ	тыс. тут.							2,52	2,52	2,52
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	181,63	181,63	181,63	181,63	181,63	181,63			
Природный газ	кг.т/Гкал							157,41	157,41	157,41
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37			
Природный газ	тут/м3							1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	2,133	2,122	2,122	2,122	2,122	2,122	0	0	0
Природный газ	млн. м3							2,205	2,205	2,205

7.13.7 Котельная №22 ООО ИТЭ

Котельную №22 эксплуатирует в рамках концессионного соглашения от 22.08.2025 г. №370/7/КС-8 ООО «ИТЭ». Котельная №22 обеспечивает теплоснабжение объектов Министерства обороны Российской Федерации и 2х жилых домов по улице Мохнаткина Пахта района Росляково.

Для котельной №22 по сценарию 1 предусматривается сохранение мазутной зависимости.

Мероприятия на котельной, предусматриваемые Схемой теплоснабжения при реализации Сценария 1, представлены в таблице 7.70.

Таблица 7.70 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 1 для котельной №22, млн. руб. (без НДС)

№	Мероприятие	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2042	Итого
1	Замена парового котла КВВА 6/15 на ДЕ 6,5/14	1,745	16,429	0	0	0	0	18,17
2	Перевод с Ф5 на М-100. Устройство прикотельного склада жидкого котельного топлива V-500 м.куб. (обеспечение нормативного запаса).	3,208	30,195	0	0	0	0	33,40
	ИТОГО по котельной	4,953	46,625	0	0	0	0	51,58

Состав оборудования котельной, технико-экономические показатели работы котельной представлены в таблицах 7.71 - 7.76.

Таблица 7.71 Состав оборудования котельной №22

Существующее положение				Перспективное положение на расчётный срок		
№	Марка	Год ввода	Производительность	Марка	Год ввода	Производительность
Паровые котлы						
1	КВВА 6/15	1976	3,9 Гкал/ч 6 т/ч	ДЕ 6,5/14	2027	3,9 Гкал/ч 6 т/ч
2	ДЕ-16/14 ГМ	1996	10,4 Гкал/ч 16 т/ч	ДЕ-16/14 ГМ	1996	10,4 Гкал/ч 16 т/ч
Установленная тепловая мощность источника, Гкал/ч			14,3			14,3
Подключенная нагрузка, Гкал/ч			2,637			2,637

В рамках Сценария 2 настоящей актуализацией предусматривается вариант со строительством новой газовой блочно-модульной котельной №22, мощностью 14,0 Гкал/ч (необходимо определить по результатам проведения проектных работ).

Срок реализации мероприятия – 2029-2030 гг. Ориентировочная стоимость строительства составляет 169,6 млн.руб.

Таблица 7.72 Капитальные затраты на мероприятия при реализации Сценария 2 для котельной №22, млн. руб. (без НДС)

№	Мероприятие	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2042	Итого
1	Замена парового котла КВВА 6/15 на ДЕ 6,5/14	1,745	16,429	0	0	0	0	18,17
2	Перевод с Ф5 на М-100. Устройство прикотельного склада жидкого котельного топлива V-500 м.куб. (обеспечение нормативного запаса).	3,208	30,195	0	0	0	0	33,40
3	Строительство новой газовой блочно-модульной котельной, мощностью 14,0 Гкал/ч				8,48	161,11		169,59
	ИТОГО по котельной	4,953	46,625	0	8,48	161,11	0	221,06

Таблица 7.73 Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной №22 (сценарий 1)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,23	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	14,07	14,09	14,09	14,09	14,09	14,09	14,09	14,09
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,27	0,25	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,96	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	4,07	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	0,11	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
	2,76	3,77	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99	3,99

Таблица 7.74 Техничко-экономические показатели работы котельной №22 (сценарий 1)

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,23	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,27	0,25	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	11,614	12,296	12,269	12,269	12,364	12,364	12,364	12,364	12,364
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,643	0,630	0,618	0,618	0,623	0,623	0,623	0,623	0,623
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	11,849	11,666	11,651	11,651	11,741	11,741	11,741	11,741	11,741
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,858	0,730	0,715	0,715	0,770	0,770	0,770	0,770	0,770
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	10,991	10,936	10,936	10,936	10,971	10,971	10,971	10,971	10,971
Структура топливного баланса	%									
Мазут	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	217,94	229,92	230,43	230,43	230,43	230,43	230,43	230,43	230,43
Расход условного топлива										
Мазут	тыс. т.т.	2,531	2,827	2,827	2,827	2,849	2,849	2,849	2,849	2,849
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	213,631	242,340	242,644	242,644	242,658	242,658	242,658	242,658	242,658
Переводной коэффициент										
Мазут	т.т./т.н.г	1,414	1,421	1,421	1,421	1,421	1,421	1,421	1,421	1,421
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. м3	1,790	1,989	1,989	1,989	2,004	2,004	2,004	2,004	2,004

Таблица 7.75 Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной №22 (сценарий 2)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,00	14,00
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,30	14,00	14,00
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,08	0,08
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	14,07	14,07	14,07	14,07	14,07	14,07	13,92	13,92
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,27	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,96	3,92	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91	3,91
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	4,07	6,92	6,92
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	0,11	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	3,01	3,01
	2,76	3,74	3,86	3,86	3,86	3,86	43,45	43,45

Таблица 7.76 Техничко-экономические показатели работы котельной №22 (сценарий 2)

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Расчетная (фактическая) нагрузка потребителей	Гкал/ч	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69	3,69
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,08	0,08
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,27	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	11,614	12,296	12,269	12,269	12,380	12,380	11,933	11,933
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,643	0,630	0,618	0,618	0,686	0,686	0,239	0,239
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	11,849	11,666	11,651	11,651	11,694	11,694	11,694	11,694
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	0,858	0,730	0,715	0,715	0,723	0,723	0,723	0,723
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	10,991	10,936	10,936	10,936	10,971	10,971	10,971	10,971
Структура топливного баланса	%								
Мазут	%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%		
Природный газ	%							100,00%	100,00%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии									
Мазут	кгу.т/Гкал	217,94	229,92	230,43	230,43	230,43	230,43		
Природный газ	кгу.т/Гкал							154	154
Расход условного топлива	тыс. тут.								
Мазут	тыс. тут.	2,53	2,83	2,83	2,83	2,85	2,85		
Природный газ	тыс. тут.							1,84	1,84
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии									
Мазут	кгу.т/Гкал	213,63	242,34	242,64	242,64	243,95	243,95		
Природный газ	кгу.т/Гкал	0	0	0	0	0	0	157,1	157,1
Переводной коэффициент									
Мазут	тут/тнт	1,414	1,421	1,421	1,421	1,421	1,421		
Природный газ	тут/тыс. м3							1,143	1,14
Расход натурального топлива									
Мазут	тыс. т	1,79	1,99	1,99	1,99	2,01	2,01		
Природный газ	млн. м3							1,608	1,608

7.13.8 Котельная «Фестивальная»

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

В рамках сценария 1 для источника предусматривает сохранение существующего оборудования.

Состав оборудования и технико-экономические показатели работы источника приведены в таблицах 7.77 - 7.78.

Таблица 7.77 Состав оборудования котельной «Фестивальная»

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

В рамках Сценария 2 настоящей актуализацией предусматривается вариант со строительством новой газовой блочно-модульной котельной «Фестивальная», мощностью 9,0 Гкал/ч.

Реализация мероприятия предусматривается в период с 2028 по 2030 год, предварительная стоимость реализации - 117,7 млн.руб.

Таблица 7.78 Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Фестивальная» (сценарий 1)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53	2,53
	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34	43,34

Таблица 7.79 Техничко-экономические показатели работы котельной «Фестивальная» для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	11,0	11,0	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Хозяйственные нужды источника	тыс. Гкал	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	10,4	10,4	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	9,3	9,3	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
Структура топливного баланса	%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии									
Мазут	кг.т/Гкал	156,7	156,6	156,4	156,4	156,4	156,4	156,4	156,4
Расход условного топлива	тыс. тут.								
Мазут	тыс. тут.	1,725	1,724	1,684	1,684	1,684	1,684	1,684	1,684
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии									
Мазут	кг.т/Гкал	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1
Переводной коэффициент									
Мазут	тут/тнт	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360
Расход натурального топлива									
Мазут	тыс. м3	1,269	1,267	1,238	1,238	1,238	1,238	1,238	1,238

Таблица 7.80 Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной «Фестивальная» (сценарий 2)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021	9,021
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,07	0,07
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	9,0	9,0
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	6,0	6,0
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,55	2,64	2,64
	43,54	43,54	43,54	43,54	43,54	43,54	44,37	44,37

Таблица 7.81 Технико-экономические показатели работы котельной «Фестивальная» для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,36	0,36	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	11,0	11,0	10,8	10,8	10,8	10,8	10,4	10,4
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,25	0,25
Хозяйственные нужды источника	тыс. Гкал	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	10,4	10,4	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	9,3	9,3	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
Структура топливного баланса									
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%		
Природный газ	%							100%	100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии									
Мазут	кг.т/Гкал	156,7	156,7	156,6	156,6	156,6	156,6		
Природный газ	кг.т/Гкал							154,0	154,0
Расход условного топлива									
Мазут	тыс. тут.	1,725	1,725	1,686	1,686	1,686	1,686		
Природный газ	тыс. тут.							1,607	1,607
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии									
Мазут	кг.т/Гкал	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1	164,1		
Природный газ	кг.т/Гкал							157,8	157,8
Переводной коэффициент									
Мазут	тут/тнт	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360		
Природный газ	тут/тнт							1,143	1,143
Расход натурального топлива									
Мазут	тыс. т	1,269	1,269	1,240	1,240	1,240	1,240		
Природный газ	млн. м3							1,406	1,406

7.13.9 Котельная ТЦ «Росляково – 1»

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

Установленная мощность котельной – 50,4 Гкал/ч.

Располагаемая мощность котельной – 47,59 Гкал/ч.

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

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

1. Модернизация системы теплоснабжения мкр. Росляково Ленинского АО г. Мурманска.

Период реализации данного мероприятия – 2027-2028 гг.

Таблица 7.82 Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 1)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	47,6	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	1,30	1,32	1,32	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	46,3	51,9	51,9	51,7	51,7	51,7	51,7	51,7
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	2,89	3,24	3,29	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	21,60	21,60	21,60	23,69	23,69	23,69	23,69	23,69
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	24,5	24,8	24,9	27,3	27,3	27,3	27,3	27,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	37,9	43,5	43,5	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	13,41	18,64	18,59	16,05	16,05	16,05	16,05	16,05
	35,38	42,88	42,75	37,02	37,02	37,02	37,02	37,02

Таблица 7.83 Техничко-экономические показатели работы системы теплоснабжения котельной ТЦ «Росляково-1» по сценарию 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	21,6	21,6	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,3	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,9	3,2	3,3	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	83,9	85,8	73,7	74,8	82,0	82,0	82,0	82,0	82,0
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	79,6	81,6	69,5	70,6	77,7	77,7	77,7	77,7	77,7
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	9,4	11,3	11,5	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	70,2	70,2	58,0	58,0	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1
Структура топливного баланса	%									
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	170,4	170,6	169,2	169,3	170,2	170,2	170,2	170,2	170,2
Расход условного топлива	тыс. тут.									
Мазут	тыс. тут.	14,295	14,638	12,466	12,666	13,953	13,953	13,953	13,953	13,953
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кгу.т/Гкал	179,485	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. м3	10,5	10,8	9,2	9,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3

Мероприятия, предлагаемые для мазутной котельной ТЦ «Росляково-1», по 2 сценарию схемы теплоснабжения

В рамках 2-ого сценария развития, схемой теплоснабжения для данных котельных предусматриваются к реализации мероприятия, как и по сценарию 1: объединение зон теплоснабжения ж.р. Росляково-1 и Южное Росляково со строительством ЦТП в ж.р. Южное Росляково.

Ввиду отдаленного месторасположения источников, последующая газификация данного района предполагается в период с 2030 по 2032 год. Вместо мазутной котельной ж.р. Росляково-1 предлагается строительство новой газовой котельной мощностью 40 Гкал/ч. Предварительная стоимость реализации мероприятия составит 409,44 млн.руб.

Таблица 7.84 Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 2)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	40,0	40,0
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	47,6	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	40,0	40,0
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	1,30	1,32	1,32	1,45	1,45	1,45	0,59	0,59
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	46,3	51,9	51,9	51,7	51,7	51,7	39,4	39,4
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	2,89	3,24	3,29	3,61	3,61	3,61	3,14	3,14
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	21,60	21,60	21,60	23,69	23,69	23,69	25,65	25,65
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	24,5	24,8	24,9	27,3	27,3	27,3	28,8	28,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	37,9	43,5	43,5	43,3	43,3	43,3	29,4	29,4
Резерв ("+")/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	13,41	18,64	18,59	16,05	16,05	16,05	0,62	0,62
	35,38	42,88	42,75	37,02	37,02	37,02	2,10	2,10

Таблица 7.85 Техничко-экономические показатели работы системы теплоснабжения от котельной ТЦ «Росляково-1» (сценарий 2)

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	21,6	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	1,3	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	0,6	0,6	0,6
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	2,9	3,2	3,3	3,6	3,6	3,6	3,1	3,1	3,1
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	83,9	92,7	73,7	74,8	82,0	82,0	77,8	77,8	77,8
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	1,7	1,7	1,7
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	79,6	88,5	69,5	70,6	77,7	77,7	76,1	76,1	76,1
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	9,4	11,3	11,5	12,6	12,6	12,6	11,0	11,0	11,0
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	70,2	77,1	58,0	58,0	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1
Структура топливного баланса	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Мазут	%	100%	100%	100%	100%	100%	100%			
Природный газ	%							100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	170,4	171,3	169,2	169,3	170,2	170,2			
Природный газ	кг.т/Гкал							154,0	154,0	154,0
Расход условного топлива	тыс. тут.									
Мазут	тыс. тут.	14,295	15,9	12,5	12,7	14,0	14,0			
Природный газ	тыс. тут.							12,0	12,0	12,0
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
Мазут	кг.т/Гкал	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5	179,5			
Природный газ	кг.т/Гкал							157,5	157,5	157,5
Переводной коэффициент										
Мазут	тут/тнт	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360	1,360			
Природный газ	тут/тнт							1,143	1,143	1,143
Расход натурального топлива										
Мазут	тыс. т	10,5	11,7	9,2	9,3	10,3	10,3			
Природный газ	млн. м3							10,5	10,5	10,5

7.13.10 Котельная ТЦ «Росляково Южное»

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

Основной причиной высокой себестоимости тепловой энергии являются затраты на эксплуатацию изношенного оборудования и топливо. В рамках реализации мероприятий по приватизации объектов теплоснабжения, расположенных в жилом районе Росляково по ул. Молодежная и ул. Заводская, планируется передача объектов в АО «МЭС» в 2023 году осуществлена передача объектов в АО «МЭС» с возложением инвестиционных и эксплуатационных обязательств. В связи с этим, в рамках реализации 1 и 2 сценария, предусматривается:

1. Модернизация системы теплоснабжения мкр. Росляково Ленинского АО г. Мурманска.

Период реализации данного мероприятия – 2027-2028 гг.

В рамках 2-ого сценария развития, схемой теплоснабжения для данных котельных предусматриваются к реализации мероприятия, как и по сценарию 1: объединение зон теплоснабжения ж.р. Росляково-1 и Южное Росляково со строительством ЦТП в ж.р. Южное Росляково. Ввиду отдаленного месторасположения источников, последующая газификация данного района предполагается в период с 2030 по 2032 год. Вместо мазутной котельной ж.р. Росляково-1 предлагается строительство новой газовой котельной мощностью 40 Гкал/ч.

Таблица 7.86 Баланс мощности и тепловой нагрузки котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 1 и 2

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	7,60	7,60	7,60	7,60	Переключение потребителей на котельную ТЦ «Росляково-1»				
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	7,60	7,60	7,60	7,60					
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09					
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	7,51	7,51	7,51	7,51					
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	0,35	0,35	0,35	0,35					
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	2,09	2,09	2,09	2,09					
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	2,44	2,44	2,44	2,44					
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	6,91	6,91	6,91	6,91					
Резерв ("+" / Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	4,47	4,48	4,48	4,48					
	64,73	64,75	64,75	64,75					

Таблица 7.87 Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 1 и 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	2,09	2,09	2,09	2,09	Переключение потребителей на котельную ТЦ «Росляково-1»					
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,087	0,087	0,087	0,087						
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,346	0,346	0,346	0,327						
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	8,335	8,335	8,600	8,600						
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,288	0,288	0,288	0,288						
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	8,047	8,047	8,312	8,312						
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,141	1,141	1,141	1,141						
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	6,906	6,906	7,171	7,171						
Структура топливного баланса											
Уголь	%	100%	100%	100%	100%						
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии	кгу.т/Гкал										
Уголь	кгу.т/Гкал	381,9	308,9	309,3	309,3						
Расход условного топлива	т ут.										
Уголь	т ут.	3,338	2,575	2,660	2,660						
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии											
Уголь	кгу.т/Гкал	414,8	320,0	320,0	320,0						
Переводной коэффициент											
Уголь	тут/тнт	0,740	0,740	0,740	0,740						
Расход натурального топлива											
Уголь	тыс. т	4,511	3,480	3,594	3,594						

В качестве альтернативного сценария, настоящей актуализацией предусматривается сценарий строительства новой котельной в мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч) работающей на сжиженном природном газе (СПГ). Это позволит снизить себестоимость тепловой энергии и затраты на эксплуатацию оборудования. В качестве основного оборудования предусматриваются к установке водогрейные котлы тип ТТ100 с газомазутными или газодизельными горелками (в качестве резервного вида топлива предполагается использование мазута М-100 или дизельного топлива).

Таблица 7.88 Состав основного оборудования новой котельной в мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч)

Наименование объекта / обозначение	Кол-во	Мощность Гкал/час
ул. Молодёжная	3	
котел водогрейный ТТ 100 – 3,5 МВт	1	3,01
котел водогрейный ТТ 100 – 3,5 МВт	1	3,01
котел водогрейный ТТ 100 – 1,5 МВт	1	1,29

Таблица 7.89 Характеристика основного оборудования новой котельной в мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч)

Номинальная теплопроизводительность, кВт	1500 (1,29 Гкал/ч)	3500 (3,01 Гкал/ч)
КПД на максимальной нагрузке, %	91,7	92,2
КПД при использовании экономайзера, %	95,5	95,2
Температура уходящих газов, °С	199	188
Температура уходящих газов при наличии экономайзера, °С	119	126
Расход уходящих газов, кг/с	0,66	1,31
Аэродинамическое сопротивление газового тракта для максимальной мощности, Па	566	703
Объем топки, м ³	0,86	2,21
Водяной объем котла, м ³	1,86	3,93
Масса сухого котла (допуск на массу 4,5 %), кг	3303	6427

Таблица 7.90 Состав резервуаров для хранения резервного топлива новой котельной в мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч)

№	Тип	Объем, м ³	Количество, шт	Диаметр, мм	Высота, мм	Площадь одного резервуара, м ²	Площадь всех резервуаров, м ²
1	РВС 50 (для дизельного топлива)	50	3	3220	6665	32,56	97,67
2	РВС 75 (для мазутного топлива)	75	2	4150	6616	54,08	108,16

Размещение новой котельной планируется по ул. Молодежная в районе кадастрового квартала 51:06:0010102.

Также для подключения потребителей к новой котельной необходимо предусмотреть строительство нового участка тепловой сети от планируемой котельной по ул. Молодежная до тепловой камеры ТК-6 в районе дома № 10 по ул. Молодежная (Ду 200 мм, протяженность 350 м) и выполнить перекладку участка тепловой сети от ТК-6 до ТК-4 в районе дома № 11 по ул. Молодежная (Ду 150 мм, протяженностью 148 м на Ду 200 мм).

Таблица 7.91 Капитальные затраты на мероприятия при реализации альтернативного сценария для котельной «мкр. Южное Росляково мощностью 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч)

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость тыс. руб. (с НДС)
1.1	Перекладка существующей тепловой сети от ТК-6 до ТК-4 (Ду 200 мм, протяженность 148 м.)	8 406,50
1.2	Строительство нового участка тепловой сети от новой котельной до ТК-6 (Ду 200 мм, протяженность 350 м.)	19 880,25
1.3	Мероприятия по строительству новой котельной 8,5 МВт (7,31 Гкал/ч)	162 217
	Итого	190 503,75

Период реализации мероприятия по строительству нового источника – 2026-2027 гг.

Таблица 7.92 Показатели работы котельной ТЦ «Росляково Южное» по сценарию 3

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	0,087	0,087	0,087	0,087	0,081	0,081	0,081	0,081
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	0,346	0,346	0,346	0,327	0,293	0,293	0,293	0,293
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	8,335	8,335	8,600	8,600	8,482	8,482	8,482	8,482
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	8,047	8,047	8,312	8,312	8,194	8,194	8,194	8,194
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	1,141	1,141	1,141	1,141	1,023	1,023	1,023	1,023
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	6,906	6,906	7,171	7,171	7,171	7,171	7,171	7,171
Структура топливного баланса									
Уголь	%	100%	100%						
СПГ				100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии	кгу.т/Гкал								
Уголь	кгу.т/Гкал	381,9	178,6						
СПГ				164,62	164,62	164,62	164,62	164,62	164,62
Расход условного топлива	т ут.								
Уголь	т ут.	2,555	1,488						
СПГ				1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии									
Уголь	кгу.т/Гкал	317,6	317,6						
СПГ				170,3	170,3	170,4	170,4	170,4	170,4
Переводной коэффициент									
Уголь	тут/тнг	0,710	0,710						
СПГ				1,570	1,570	1,570	1,570	1,570	1,570
Расход натурального топлива									
Уголь	тыс. т	3,599	2,096						
СПГ				0,902	0,902	0,889	0,889	0,889	0,889

7.13.11 Новая БМК (в районе ул. Шабалина)

В рамках разработки проекта планировки территории перспективной застройки многоквартирных домов по ул.Шабалина (земельный участок с кадастровым номером 51:20:0001308), было установлено, что обеспечение теплоснабжения от источника централизованного теплоснабжения Южной котельной (наиболее близко расположенной к участку планируемой застройки) невозможно ввиду отсутствия резерва пропускной способности тепловых сетей, обеспечивающих передачу необходимого объема тепловой энергии (теплоносителя), и отсутствия резерва тепловой мощности на самом источнике. Таким образом, проектом планировки территории теплоснабжение указанной застройки было решено предусмотреть посредством строительства районной газодизельной блочно-модульной котельной мощностью 26 МВт (служебное письмо № 21-02/2975-АИ от 06.06.2025 от Минэнерго и ЖКХ Мурманской области).

Ввод БМК предусмотрен поэтапный, ориентировочный срок ввода в эксплуатацию – конец 2027 года. Предварительная стоимость реализации проекта – 500 млн.руб. (будет установлена по результатам проведения ПИР).

Основным видом топлива на котельной предусмотрено дизельное топливо, в дальнейшем (при реализации мероприятий по газификации) возможен переход работы источника на природный газ.

Баланс мощности и технико-экономические показатели работы источника представлены в таблицах ниже.

Таблица 7.93 Баланс мощности и тепловой нагрузки новой БМК (в районе ул. Шабалина) (сценарий 1)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	-	-	11,2	11,2	16,8	16,8	22,4	22,4
Располагаемая мощность, Гкал/ч (в том числе)	-	-	11,2	11,2	16,8	16,8	22,4	22,4
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	-	-	0,11	0,11	0,14	0,22	0,28	0,34
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	-	-	11,1	11,1	16,7	16,6	22,1	22,1
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	-	-	0,35	0,35	0,45	0,69	0,89	1,08
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	-	-	5,05	5,05	6,36	9,85	12,75	15,37
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	-	-	5,4	5,4	6,8	10,5	13,6	16,4
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	-	-	5,5	5,5	11,1	11,0	16,5	16,5
Резерв ("+)/ Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-	-	0,09	0,09	4,26	0,45	2,88	0,02
	-	-	1,57	1,57	38,48	4,05	17,43	0,11

Таблица 7.94 Техничко-экономические показатели работы новой БМК (в районе ул. Шабалина) для Сценария 1

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч	-	-	5,05	5,05	6,36	9,85	12,75	15,37
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч	-	-	0,11	0,11	0,14	0,22	0,28	0,34
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч	-	-	0,35	0,35	0,45	0,69	0,89	1,08
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал	-	-	28,1	28,1	35,3	54,7	70,8	85,4
Собственные нужды источника	тыс. Гкал	-	-	0,86	0,86	1,08	1,68	2,17	2,63
Хозяйственные нужды источника	тыс. Гкал	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал	-	-	27,2	27,2	34,2	53,0	68,6	82,8
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал	-	-	1,8	1,8	2,2	3,5	4,5	5,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	-	-	25,4	25,4	32,0	49,6	64,1	77,3
Структура топливного баланса	%	-	-	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Мазут	%	-	-	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Удельный расход топлива на ВЫРАБОТКУ тепловой энергии		-	-						
ДТ	кг.т/Гкал	-	-	155,28	155,3	155,3	155,3	155,3	155,28
Расход условного топлива		-	-						
ДТ	тыс. тут.	-	-	4,356	4,356	5,486	8,496	10,996	13,259
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии		-	-						
ДТ	кг.т/Гкал	-	-	160,20	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2
Переводной коэффициент		-	-						
ДТ	тут/тнт	-	-	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450
Расход натурального топлива		-	-						
ДТ	тыс. т	-	-	3,004	3,004	3,783	5,859	7,583	9,144

Таблица 7.95 Баланс мощности и тепловой нагрузки новой БМК (в районе ул. Шабалина) (сценарий 2)

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032-2042
Установленная мощность, Гкал/ч	-	-	11,2	11,2	16,8	16,8	22,4	22,4
Располагаемая мощность, Гкал/ч	-	-	11,2	11,2	16,8	16,8	22,4	22,4
Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	-	-	0,11	0,11	0,14	0,22	0,28	0,34
Тепловая мощность "нетто", Гкал/ч	-	-	11,1	11,1	16,7	16,6	22,1	22,1
Потери в тепловых сетях, Гкал/ч	-	-	0,35	0,35	0,45	0,69	0,89	1,08
Подключенная (фактическая) нагрузка, Гкал/ч	-	-	5,05	5,05	6,36	9,85	12,75	15,37
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника, Гкал/ч	-	-	5,4	5,4	6,8	10,5	13,6	16,4
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	-	-	5,5	5,5	11,1	11,0	16,5	16,5
Резерв ("+" / Дефицит("-") (Гкал/ч / %)	-	-	0,09	0,09	4,26	0,45	2,88	0,02
	-	-	1,57	1,57	38,48	4,05	17,43	0,11

Таблица 7.96 Технико-экономические показатели работы новой БМК (в районе ул. Шабалина) для Сценария 2

Наименование	Единица измерения	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033-2042
Нагрузка источника	Гкал/ч			5,05	5,05	6,36	9,85	12,75	15,37	15,37
Собственные нужды в тепловой энергии	Гкал/ч			0,11	0,11	0,14	0,22	0,28	0,34	0,34
Потери в тепловых сетях	Гкал/ч			0,35	0,35	0,45	0,69	0,89	1,08	1,08
Выработка тепловой энергии на источнике	тыс. Гкал			28,1	28,1	35,3	54,7	70,8	85,4	85,4
Собственные нужды источника	тыс. Гкал			0,86	0,86	1,08	1,68	2,17	2,63	2,63
Хозяйственные нужды источника	тыс. Гкал			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск источника в сеть	тыс. Гкал			27,2	27,2	34,2	53,0	68,6	82,8	82,8
Потери в тепловых сетях	тыс. Гкал			1,8	1,8	2,2	3,5	4,5	5,4	5,4
Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал			25,4	25,4	32,0	49,6	64,1	77,3	77,3
Структура топливного баланса										
ДТ	%			100%	100%	100%	100%	100%	100%	
Природный газ	%									100%
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии										
ДТ	кгу.т/Гкал			155,28	155,3	155,3	155,3	155,3	155,3	
Природный газ	кгу.т/Гкал									154,0
Расход условного топлива										
ДТ	тыс. тут.			4,356	4,356	5,486	8,496	10,996	13,259	
Природный газ	тыс. тут.									13,150
Удельный расход топлива на ОТПУСК тепловой энергии										
ДТ	кгу.т/Гкал			160,20	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	
Природный газ	кгу.т/Гкал									158,88
Переводной коэффициент										
ДТ	тут/тнт			1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	1,450	
Природный газ	тут/тнт									1,143
Расход натурального топлива										
ДТ	тыс. т			3,004	3,004	3,783	5,859	7,583	9,144	
Природный газ	млн. м3									11,506

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

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

7.15 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории города

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

На расчетный срок до 2042 года строительство производственных предприятий с использованием тепловой энергии от централизованных источников теплоснабжения не планируется. Обеспечение тепловой энергией промышленных потребителей, расположенных на территории МО, предлагается осуществлять от индивидуальных источников, расположенных на территории предприятий.

7.16 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Все существующие потребители попадают в радиус эффективного теплоснабжения.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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