



Городской округ Архангельской области «Северодвинск»

ГЛАВА СЕВЕРОДВИНСКА

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 01.07.2024 № 31
г. Северодвинск Архангельской области

**Об утверждении схемы
теплоснабжения городского округа
Архангельской области «Северодвинск»
на период до 2040 года
(актуализация на 2025 год)**

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Федеральным законом от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», требованиями к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154, Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808, учитывая протокол и заключение о результатах публичных слушаний по рассмотрению проекта схемы теплоснабжения муниципального образования «Северодвинск» на период до 2040 года (актуализация на 2025 год) от 20.06.2024,

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить прилагаемую схему теплоснабжения городского округа Архангельской области «Северодвинск» на период до 2040 года (актуализация на 2025 год).
2. Отделу по связям со средствами массовой информации Администрации Северодвинска обнародовать настоящее постановление, разместив его в сетевом издании «Вполне официально» (вполне-официально.рф).

Глава Северодвинска



И.В. Арсентьев

УТВЕРЖДЕНА
постановлением Главы Северодвинска
от 01.07.2024 № 31



**Схема теплоснабжения
городского округа Архангельской области
«Северодвинск» на период до 2040 года
(Актуализация на 2025 год)**

Шифр ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.000.000.А-2025

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения городского округа Архангельской области «Северодвинск»	ТГ-03-20.УЧ-ПСТ.001.000.А-2025
Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.001.000.А-2025
Книга 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.002.000.А-2025
Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения городского округа Архангельской области «Северодвинск»	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.003.000.А-2025
Книга 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.004.000.А-2025
Книга 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.005.000.А-2025
Книга 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.006.000.А-2025
Книга 7. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.007.000.А-2025
Книга 8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.008.000.А-2025
Книга 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.009.000.А-2025
Книга 10. Перспективные топливные балансы	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.010000.А-2025
Книга 11. Оценка надежности теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.011.000.А-2025
Книга 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.012.000.А-2025
Книга 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.013.000.А-2025
Книга 14. Ценовые (тарифные) последствия	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.014.000.А-2025
Книга 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.015.000.А-2025
Книга 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.016.000.А-2025
Книга 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.017.000.А-2025

СОДЕРЖАНИЕ

1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ГОРОДСКОГО ОКРУГА	10
1.1 Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе	10
1.2 Величина существующей отапливаемой площади строительных фондов и приросты отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды (этапы)	16
1.3 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах	18
2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	19
2.1 Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	19
2.2 Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии	21
2.3 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе	21
2.4 Радиус эффективного теплоснабжения, определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	27
3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ	34
4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	36
4.1 Описание вариантов развития систем теплоснабжения города	36
4.2 Ограничения тепловой мощности СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2	43
4.3 Распределение тепловой нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2	45
4.4 Оценка загрузки оборудования СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 по вариантам	47
4.5 Техничко-экономические показатели работы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 по вариантам	50
4.6 Оценка необходимых инвестиций для реализации мероприятий по вариантам	51
4.7 Выбор приоритетного варианта развития систем теплоснабжения города	54
4.8 Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения	56

5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	59
5.1 Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях городского округа, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии	59
5.2 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии	59
5.3 Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения	59
5.4 Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных	64
5.5 Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае, если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно	64
5.6 Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для каждого этапа	64
5.7 Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации	64
5.8 Решения о загрузке источников тепловой энергии, распределении (перераспределении) тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии в каждой зоне действия системы теплоснабжения между источниками тепловой энергии, поставляющими тепловую энергию в данной системе теплоснабжения, на каждом этапе	64
5.9 Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, устанавливаемый для каждого этапа, и оценку затрат при необходимости его изменения	64
5.10 Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей	65
5.11 Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	65
6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	66

6.1 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)	66
6.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку	66
6.3 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения	72
6.4 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	72
6.5 Предложения по реконструкции тепловых сетей, выработавших нормативный срок службы	74
7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	75
8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	79
8.1 Существующие и перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива	79
8.2 Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии	82
9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ	83
9.1 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе	83
9.2 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе	84
9.3 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения	85
9.4 Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе	87
10. РЕШЕНИЕ О ПРОИСХОЖДЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)	92
11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	92

12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ	93
13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ПОСЕЛЕНИЯ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ	98
13.1 Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения	98
13.2 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития ЕЭС России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения	98
13.3 Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в Схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии	99
13.4 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения. Предложения по корректировке утвержденной схемы водоснабжения	99
14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ	97
15. ТАРИФНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ	112
15.1 Тарифные последствия в зонах деятельности ПАО «ТГК-2»	112
15.2 Тарифные последствия в зонах деятельности прочих теплоснабжающих организаций	112

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1-1 – Тепловые нагрузки по элементам территориального деления.....	10
Таблица 1-2 – Тепловые нагрузки источникам тепловой энергии.....	10
Таблица 1-3 – Сводные данные по приросту нагрузки и площадей в соответствии с выданными ТУ и УП	11
Таблица 1-4 – Ввод зданий и строений за 2016-2020 годы	11
Таблица 1-5 – Прогнозные приросты тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, Гкал/ч	13
Таблица 1-6 – Прогнозные приросты тепловой нагрузки по элементам территориального деления, Гкал/ч	13
Таблица 1-7 – Прогнозные тепловые нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, Гкал/ч	14
Таблица 1-8 – Прогнозные тепловые нагрузки по элементам территориального деления, Гкал/ч	15
Таблица 1-9 – Прогнозные приросты площадей строительных фондов в зонах действия источников тепловой энергии, тыс. м ²	17
Таблица 1-10 – Прогнозные приросты площадей строительных фондов по элементам территориального деления, тыс. м ²	17
Таблица 2-1 – Балансы тепловой мощности источников ПАО «ТГК-2» и перспективной тепловой нагрузки в г. Северодвинск.....	22
Таблица 2-2 – Балансы тепловой мощности источника и перспективной тепловой нагрузки в ул. Водогон	24
Таблица 2-3 – Балансы тепловой мощности источника и перспективной тепловой нагрузки в с. Нёнокса.....	25
Таблица 2-4 – Балансы тепловой мощности источника и перспективной тепловой нагрузки в п. Белое Озеро	26
Таблица 3-1 – Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.....	35
Таблица 4-1 – Варианты развития систем теплоснабжения города Северодвинска	42
Таблица 4-2 – Электрическая нагрузка СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 в наиболее холодную пятидневку	43
Таблица 4-3 – Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки по вариантам	45
Таблица 4-4 – Фактические нагрузки на коллекторах СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 при средней за отопительный период температуре наружного воздуха	48
Таблица 4-5 – Сводные технико-экономические показатели работы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2	50
Таблица 4-6 – Мероприятия по вариантам развития системы теплоснабжения и необходимый объем инвестиций для их реализации	52
Таблица 4-7 – Инвестиции в реализацию мероприятий по выбранному варианту развития	55
Таблица 4-8 – Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения.....	55
Таблица 5-1 – Характеристики вводимого в эксплуатацию котельного оборудования СТЭЦ-1	59

Таблица 5-2 – Характеристики вводимого в эксплуатацию турбинного оборудования СТЭЦ-1 после реконструкции.....	59
Таблица 5-3 – Планируемые мероприятия по реконструкции и модернизации основного и вспомогательного оборудования СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2	61
Таблица 6-3 – Мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения новых потребителей.....	68
Таблица 6-4 Участки теплосетей запланированные к строительству для подключения новых потребителей.....	68
Таблица 6-5 – Мероприятия по реконструкции тепловых сетей для подключения новых потребителей.....	61
Таблица 6-6 – Мероприятия по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для повышения эффективности функционирования тепловых сетей.....	72
Таблица 6-7 – Мероприятия по реконструкции тепловых сетей, исчерпавших эксплуатационный ресурс.....	73
Таблица 7-1 – Суммарная стоимость мероприятия	75
Таблица 7-2 – Перевод на закрытую ГВС	76
Таблица 8-1 – Существующие и перспективные топливные балансы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2	70
Таблица 8-2 – Существующие и перспективные топливные балансы котельных	70
Таблица 9-1 – Капитальные вложения в источники тепловой энергии	73
Таблица 9-2 – Капитальные вложения в тепловые сети и сооружения на них	75
Таблица 10-1 - Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО	89
Таблица 10-2 - Реестр зон деятельности ЕТО на территории городского округа Архангельской области «Северодвинск».....	90
Таблица 12-1 – Бесхозные тепловые сети	93
Таблица 13-1 – Ввод и вывод генерирующих мощностей СТЭЦ-1	99
Таблица 14-1 – Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в городского округа Архангельской области «Северодвинск».....	99
Таблица 14-2 – Индикаторы, характеризующие работу источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	101
Таблица 14-3 – Индикаторы, характеризующие работу котельных	104
Таблица 14-4 – Индикаторы, характеризующие работу тепловых сетей.....	106
Таблица 14-5– Индикаторы, характеризующие потребность в инвестициях	110
Таблица 15-1 – Прогноз тарифа на тепловую энергию для потребителей ПАО «ТГК-2», систем теплоснабжения от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.....	116
Таблица 15-2 – Прогноз тарифов на тепловую энергию для потребителей МО «Северодвинск», за исключением систем теплоснабжения от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.....	118

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 2-1 – Зоны действия СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.....	19
Рисунок 2-2 – Зоны действия котельной на ул. Водогон.....	20
Рисунок 2-3 – Зоны действия котельной в с. Ненокса	20
Рисунок 2-4 – Зоны действия котельной в п. Белое озеро	20
Рисунок 2-5 – Расширение зоны действия существующего источника теплоснабжения генерация.....	28
Рисунок 2-6 – Пьезометрический график пути движения теплоносителя.....	29
Рисунок 4-1 – Удельный расход тепла на выработку электроэнергии турбины Т-110/120-130	44
Рисунок 4-2- График Россандера продолжительности тепловой нагрузки на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.....	48

1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ГОРОДСКОГО ОКРУГА

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

В настоящее время в городском округе Архангельской области «Северодвинск» действует 4 системы централизованного теплоснабжения потребителей, от пяти источников тепловой энергии:

- Система теплоснабжения от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 ПАО «ТГК-2»;
- Система теплоснабжения от котельной по ул. Водогон МПЖРЭП Северодвинска;
- Система теплоснабжения от котельной с. Нёнокса по ул. Школьная д. 7Б МПЖРЭП Северодвинска;
- Система теплоснабжения от котельной п. Белое Озеро СМУП «Белое Озеро»

Расчетные тепловые нагрузки по элементам территориального деления, определенные по данным за наиболее холодную пятидневку с 29 января по 2 февраля 2023 года и пересчитаны на расчетную температуру холодного воздуха -30 °С. представлены в таблице 1.1, по системам теплоснабжения представлены в таблице 1.2.

Таблица 1-1 – Тепловые нагрузки по элементам территориального деления

Наименование	Тепловые нагрузки потребителей, Гкал/ч			
	г. Северодвинск	п. Белое Озеро	с. Нёнокса	Всего по МО Северодвинск
Расчетная нагрузка, в т.ч.:	779,10	0,20	0,16	779,46
В сетевой воде, в т.ч.:	728,86	0,20	0,16	729,22
Отопление и вентиляция	665,06	0,20	0,16	665,42
ГВС (средненедельная)	63,80	0,00	0,00	63,80
В паре	50,24	0,00	0,00	50,24

Таблица 1-2 – Тепловые нагрузки источникам тепловой энергии

Наименование	Тепловые нагрузки потребителей, Гкал/ч				
	СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2	Котельная ул. Водогон	Котельная п. Белое Озеро	Котельная с. Нёнокса	Всего по МО Северодвинск
Расчетная нагрузка, в т.ч.:	778,94	0,16	0,20	0,16	779,48
В сетевой воде, в т.ч.:	728,70	0,16	0,20	0,16	729,24
Отопление и вентиляция	664,90	0,16	0,20	0,16	665,44
ГВС (средненедельная)	63,80	0,00	0,00	0,00	63,80
В паре	50,24	0,00	0,00	0,00	50,24

Для разработки прогноза спроса на тепловую мощность в г. Северодвинск использовались данные выданных технических условий на подключение (технологическое присоединение). Сводные данные по приросту нагрузки и площадей в соответствии с выданными ТУ и УП на присоединения к системам теплоснабжения представлены в таблице 1-3. Более подробно выданные ТУ и УП на присоединение к тепловым сетям рассмотрены в Приложении 1 к Книге 2 обосновывающих материалов.

Таблица 1-3 – Сводные данные по приросту нагрузки и площадей в соответствии с выданными ТУ и УП

Наименование	
Прирост нагрузки в соответствии выданными ТУ и УП, Гкал/ч	88,07
Прирост нагрузки в соответствии выданными ТУ и УП (средненедельная нагрузка ГВС), Гкал/ч	75,25
Жилые здания (максимальная часовая ГВС), Гкал/ч	55,70
Жилые здания (средненедельная нагрузка ГВС), Гкал/ч	42,89
Прочие объекты, Гкал/ч	32,36
Ввод строений нагрузки в соответствии выданными ТУ и УП*, тыс. м ²	1478,25
Жилье*, тыс. м ²	926,119
Прочие объекты*, тыс. м ²	552,13

* - площади строительства определены исходя из удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и ГВС, с учетом требований по энергосбережению для жилых и не жилых помещений (удельных расходов тепловой энергии приведены разделе 3 данной Книги), При расчете площадей для жилых зданий нагрузки ГВС предварительно пересчитаны на средненедельные значения, значения удельного расхода тепловой энергии на ГВС (так же приведены в разделе 3 данной Книги).

В таблице 1-4 приведены данные по тепловым нагрузкам, вводимых зданий и строений за 2017-2021 годы.

Таблица 1-4 – Ввод зданий и строений за 2017-2021 годы

Нагрузки	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Среднее
Отопление, Гкал/ч	3,575	5,102	4,381	3,343	4,864	4,253
Вентиляция, Гкал/ч	0,418	0,000	1,508	0,412	0,841	0,636
ГВС (средненедельная), Гкал/ч	1,678	2,239	1,700	1,130	1,018	1,553
Всего, Гкал/ч	5,671	7,341	7,589	4,885	6,723	6,442

Из таблиц 2-1 видно, что прирост тепловой нагрузки составит 75,25 Гкал/ч, учитывая срок действия ТУ (три года), это соответствует 25,08 Гкал/год. Данный темп прироста тепловой нагрузки значительно не соответствует реальному темпу прироста тепловых нагрузок, который за последние пять лет составлял в среднем 6,442 Гкал/год.

Следует отметить, что выданные, ТУ и УП хоть и превышают многократно реальные приросты, объекты на которые они получены, будут построены с высокой вероятностью. Поэтому при формировании перспективы используем следующий подход, объекты строительства по ТУ и УП распределяются равномерно, исходя из нагрузок, на десять лет, с выдачей новых ТУ. Средний темп прироста тепловой нагрузки на жилье и прочие 4,29 Гкал/ч и 3,24 Гкал/ч соответственно. При формировании перспективы, ориентируемся на данные значения, также учитываются требования по энергосбережению для вновь вводимых зданий.

Перспективу 2031-2040 года формируем исходя из Генерального плана города, утвержденного министерством строительства и архитектуры Архангельской области от 29.12.2021 г. №74-п.

Также при формировании перспективных приростов тепловой нагрузки учитывается запланированный снос ветхого жилья.

Приросты тепловых нагрузок в зонах действия источников централизованного теплоснабжения, представлены в таблице 1-5. Приросты тепловой нагрузки по элементам территориального деления представлены в таблице 1-6.

Перспективные тепловые нагрузки потребителей в зонах действия источников централизованного теплоснабжения, представлены в таблице 1-7. Перспективные тепловые нагрузки потребителей по элементам территориального деления представлены в таблице 1-8.

Таблица 1-5 – Прогнозные приросты тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, Гкал/ч

Источник тепловой энергии	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, в т.ч.:	7,53	6,26	7,35	4,06	6,15	5,82	5,20	4,92	4,44	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	88,70
Жилье	4,29	3,85	3,75	3,60	3,61	3,42	3,17	3,07	3,10	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	57,16
Прочие здания	3,24	3,50	3,60	2,25	2,54	2,40	2,03	1,85	1,34	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	37,03
Снос	-	-	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5,49
Котельная ул. Водогон	2,61	1,09	0	1,79	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная п. Белое Озеро	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная с. Нёнокса	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по МО Северодвинск	7,53	6,26	7,35	4,06	6,15	5,82	5,20	4,92	4,44	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	88,70

Таблица 1-6 – Прогнозные приросты тепловой нагрузки по элементам территориального деления, Гкал/ч

Единица территориального деления	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
г. Северодвинск, в т.ч.:	7,53	6,26	7,35	4,06	6,15	5,82	5,20	4,92	4,44	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	88,70
Жилье	4,29	3,85	3,75	3,60	3,61	3,42	3,17	3,07	3,10	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	57,16
Прочие здания	3,24	3,50	3,60	2,25	2,54	2,40	2,03	1,85	1,34	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	37,03
Снос	-	-	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5,49
п. Белое Озеро	2,61	1,09	0	1,79	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
с. Нёнокса	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по МО Северодвинск	0	6,26	7,35	4,06	6,15	5,82	5,20	4,92	4,44	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	88,70

Таблица 1-7 – Прогнозные тепловые нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии, Гкал/ч

Источник тепловой энергии	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, в т.ч.:	791,35	797,61	804,96	809,02	815,17	820,99	826,19	831,11	835,55	838,76	841,97	845,18	848,39	851,6	854,81	858,02	861,23	864,44	867,65
Отопление и вентиляция	675,86	680,87	687,23	690,85	695,84	700,55	704,71	708,59	712,01	714,41	716,81	719,21	721,60	724,00	726,4	728,8	731,2	733,6	736,00
ГВС (средненедельная)	65,25	66,51	67,50	67,93	69,09	70,20	71,24	72,28	73,30	74,11	74,92	75,73	76,55	77,36	78,17	78,98	79,79	80,60	81,41
Пар	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24
Котельная ул. Водогон, в т.ч.:	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Отопление и вентиляция	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
ГВС (средненедельная)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная с. Нёнокса, в т.ч.:	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Отопление и вентиляция	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
ГВС (средненедельная)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная п. Белое Озеро	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Отопление и вентиляция	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ГВС (средненедельная)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по МО Северодвинск	791,87	798,13	805,48	809,54	815,69	821,51	826,71	831,63	836,07	839,28	842,49	845,70	848,91	852,12	855,33	858,54	861,75	864,96	868,17
Отопление и вентиляция	676,38	681,39	687,75	691,37	696,36	701,07	705,23	709,11	712,53	714,93	717,33	719,73	722,12	724,52	726,92	729,32	731,72	734,12	736,52
ГВС (средненедельная)	65,25	66,51	67,50	67,93	69,09	70,20	71,24	72,28	73,30	74,11	74,92	75,73	76,55	77,36	78,17	78,98	79,79	80,6	81,41
Пар	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24

Таблица 1-8 – Прогнозные тепловые нагрузки по элементам территориального деления, Гкал/ч

Источник тепловой энергии	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
г. Северодвинск, в т.ч.:	791,51	797,77	805,12	809,18	815,33	821,15	826,35	831,27	835,71	838,92	842,13	845,34	848,55	851,76	854,97	858,18	861,39	864,6	867,81
Отопление и вентиляция	676,02	681,03	687,39	691,01	696,00	700,71	704,87	708,75	712,17	714,57	716,97	719,37	721,76	724,16	726,56	728,96	731,36	733,76	736,16
ГВС (средненедельная)	65,25	66,51	67,50	67,93	69,09	70,20	71,24	72,28	73,30	74,11	74,92	75,73	76,55	77,36	78,17	78,98	78,79	80,6	81,41
Пар	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24
с. Нёнокса, в т.ч.:	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Отопление и вентиляция	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
ГВС (средненедельная)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
п. Белое Озеро	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Отопление и вентиляция	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
ГВС (средненедельная)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Пар	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по МО Северодвинск	791,87	798,13	805,48	809,54	815,69	821,51	826,71	831,63	836,07	839,28	842,49	845,70	848,91	852,12	855,33	858,54	861,75	864,96	868,17
Отопление и вентиляция	676,38	681,39	687,75	691,37	696,36	701,07	705,23	709,11	712,53	714,93	717,33	719,73	722,12	724,52	726,92	729,32	731,72	734,12	736,52
ГВС (средненедельная)	65,25	66,51	67,50	67,93	69,09	70,20	71,24	72,28	73,30	74,11	74,92	75,73	76,55	77,36	78,17	78,98	78,79	80,6	81,41
Пар	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24

1.2 Величина существующей отопливаемой площади строительных фондов и приросты отопливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды (этапы)

Население городского округа Архангельской области «Северодвинск» в 2023 году составило 156,05 тыс. чел. Отопливаемая площадь жилых зданий 4591,7 тыс. м².

Приросты строительных площадей определяем из прогноза нагрузок. Так же при расчете учитываются требования к энергосбережению, вводимых, зданий.

Приросты площадей строительных фондов в зонах действия источников централизованного теплоснабжения, представлены в таблице 1-9. Приросты площадей строительных фондов, подключенных к централизованной системе теплоснабжения, по элементам территориального деления представлены в таблице 1-10.

Таблица 1-9 – Прогнозные приросты площадей строительных фондов в зонах действия источников тепловой энергии, тыс. м²

Источник тепловой энергии	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, в т.ч.:	106,88	131,60	124,98	127,73	159,83	161,96	166,06	156,36	139,73	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	2554,7
Жилье	92,94	92,66	92,44	92,83	92,26	92,38	92,79	92,17	92,44	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	1630,19
Прочие здания	33,76	47,05	32,54	48,79	67,57	69,58	73,27	64,19	47,29	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	966,33
Снос	-19,82	-8,12	0	-13,89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-41,82
Котельная ул. Водогон	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная п. Белое Озеро	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Котельная с. Нёнокса	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по МО Северодвинск	106,88	131,60	124,98	127,73	159,83	161,96	166,06	156,36	139,73	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	2554,7

Таблица 1-10 – Прогнозные приросты площадей строительных фондов по элементам территориального деления, тыс. м²

Единица территориального деления	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Всего
г. Северодвинск, в т.ч.:	106,88	131,60	124,98	127,73	159,83	161,96	166,06	156,36	139,73	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	2554,7
Жилье	92,94	92,66	92,44	92,83	92,26	92,38	92,79	92,17	92,44	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	70,40	1630,19
Прочие здания	33,76	47,05	32,54	48,79	67,57	69,58	73,27	64,19	47,29	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	41,42	966,33
Снос	-19,82	-8,12	0	-13,89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-41,82
п. Белое Озеро	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
с. Нёнокса	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по МО Северодвинск	106,88	131,60	124,98	127,73	159,83	161,96	166,06	156,36	139,73	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	111,82	2554,7

1.3 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах

Согласно выданным техническим условиям на присоединения к тепловым сетям планируется строительство, либо расширение ряда промышленных объектов. Перечень промышленных объектов запланированных к строительству, либо расширению, а так же их параметры представлены в приложении 1 Книги 2 Обосновывающих материалов.

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

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

Существующая зона действия систем теплоснабжения источников комбинированной (СТЭЦ-1, СТЭЦ-2) и некомбинированной (котельные) выработки тепловой энергии представлены на рисунках ниже.



Рисунок 2-1 – Зоны действия СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

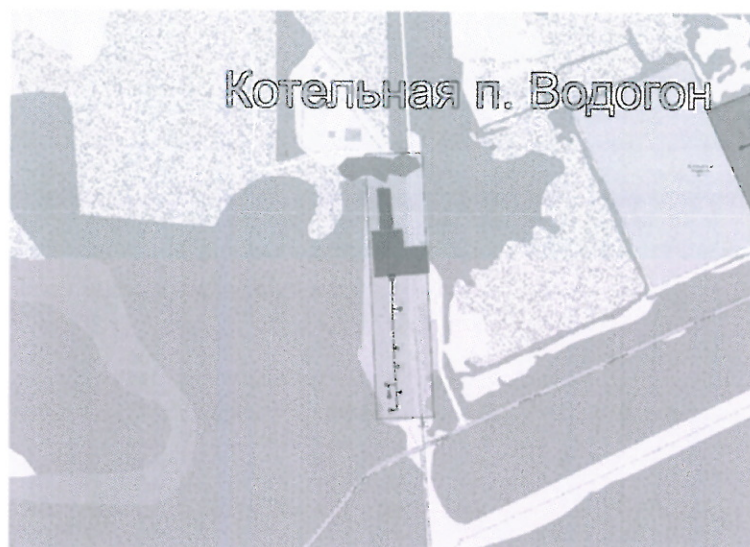


Рисунок 2-2 – Зоны действия котельной на ул. Водогон



Рисунок 2-3 – Зоны действия котельной в с. Ненокса



Рисунок 2-4 – Зоны действия котельной в п. Белое озеро

На перспективу до 2040 года изменение зон деятельности источников тепловой энергии определяется расширением зон деятельности за счет подключаемых потребителей. Все объекты перспективной застройки находятся внутри существующей

зоны теплоснабжения, освоение территории вне существующей зоны теплоснабжения не планируется.

2.2 Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

Индивидуальное теплоснабжение в городском округе Архангельской области «Северодвинск» представлено в виде печного отопления и осуществляется в следующих зонах:

- г. Северодвинск, ряд индивидуальных жилых домов на территории города;
- п. Белое Озеро, за исключением потребителей, присоединенных к котельной п. Белое озеро;
- с. Ненокса, за исключением потребителей, присоединенных к котельной с. Ненокса;
- п. Зеленый Бор;
- п. Палозеро;
- п. Сопка;
- д. Таборы;
- д. Волость;
- д. Лахта;
- д. Солза;
- д. Сюзьма.

2.3 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки и перспективной тепловой нагрузки на территории городского округа Архангельской области «Северодвинск» на расчетный срок до 2040 года представлены в таблице 2-1.

Балансы тепловой мощности котельных и перспективной тепловой нагрузки представлены в таблицах 2-2 – 2-4.

Таблица 2-1 – Балансы тепловой мощности источников ПАО «ТТК-2» и перспективной тепловой нагрузки в г. Северодвинск

		Баланс существующей на базовый период схемы теплоснабжения тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии													Баланс перспективной тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки по предлагаемому к реализации варианту (с учетом решений по модернизации энергоисточников, теплосетевому строительству и перераспределению тепловой нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2)												
Наименование	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	
СТЭЦ-1	Гкал/ч																										
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578,0	806,2	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0	
Отборов турбин	Гкал/ч	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398,0	385,8	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6		
РОУ	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0		
Водогрейные котлы	Гкал/ч	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180,0	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4		
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533,0	533,0	806,2	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0		
Отборов турбин	Гкал/ч	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398,0	385,8	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6		
РОУ	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0		
Водогрейные котлы	Гкал/ч	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4		
Собственные нужды	Гкал/ч	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26		
Располагаемая тепловая мощность нетто	Гкал/ч	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507,0	507,0	507,0	507,0	780,2	550,0	550,0	550,0	550,0	550,0	550,0		
Суммарная расчетная тепловая нагрузка	Гкал/ч	319,4	322,0	323,7	325,9	328,5	329,9	331,2	349,7	364,3	378,9	378,9	364,3	378,9	322,0	323,7	325,9	328,5	329,9	331,2	349,7	364,3	378,9	378,9	378,9		
Тепловая нагрузка в горячей водой	Гкал/ч	269,1 3	271,7 6	273,4 7	275,6 6	278,2 4	279,6 3	280,9 2	299,4 2	314,0 2	328,6 2	328,6 2	314,0 2	328,6 2	271,8	273,5	275,7	278,2	279,6	280,9	299,4	314,0	328,6	328,6	328,6		
Тепловая нагрузка в паре	Гкал/ч	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2		
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	27	27	27	27	28	28	28	28	28	29	30	29	30	27	27	27	28	28	28	28	28	28	29	30		
Потери тепловой мощности в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	27	27	27	27	28	28	28	28	28	29	30	29	30	27	27	27	28	28	28	28	28	28	29	30		
Суммарная расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	346,3	349	351	353	356	358	359	378	393	408	408	393	408	349	351	353	356	358	359	378	393	393	409	409		
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	Гкал/ч	296,1	299	301	303	306	307	309	328	343	358	358	343	358	299	300	303	306	308	309	327	343	343	359	359		
Тепловая нагрузка на выводах в паре	Гкал/ч	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2	50,2		
Дефицит/Резерв тепловой мощности	Гкал/ч	160,7	157,8	156	153,7	150,9	149,4	147,9	128,9	113,9	98,9	98,9	113,9	98,9	158,0	156,3	154,1	150,5	422,3	190,8	172,3	156,7	141,1	141,1	141,1		
Дефицит/Резерв тепловой мощности при выходе из строя самого большого по мощности агрегата	Гкал/ч	45,3	43,2	41,8	40,1	38	36,9	35,9	21,1	9,4	0	0	9,4	0	23,0	21,3	19,1	15,5	287,3	113,0	94,5	78,9	63,3	63,3	63,3		
СТЭЦ-2	Гкал/ч																										
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105		
Отборов турбин	Гкал/ч	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705		
РОУ	Гкал/ч																										
Водогрейные котлы	Гкал/ч	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400		
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725		
Отборов турбин	Гкал/ч	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325		
РОУ	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Водогрейные котлы	Гкал/ч	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400		
Собственные нужды	Гкал/ч	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15		
Располагаемая тепловая мощность нетто	Гкал/ч	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710	710		

Наименование	Ед. изм.	Баланс существующей на базовый период схемы теплоснабжения тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в зоне действия СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии										Баланс перспективной тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки по предлагаемому к реализации варианту (с учетом решений по модернизации энергоисточников, теплосетевому строительству и перераспределению тепловой нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2)											
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035	2040	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035	2040			
Суммарная расчетная тепловая нагрузка	Гкал/ч	509,8 1	514,7 1	517,8 8	521,9 5	526,7 2	530,5 3	534,1 4	535,8 1	537,5 8	539,3 5	514,7 1	517,8 8	521,9 5	526,7 2	530,5 3	534,1 4	535,8 1	537,5 8	539,3 5			
Тепловая нагрузка в горячей водой	Гкал/ч	509,8 1	514,7 1	517,8 8	521,9 5	526,7 2	530,5 3	534,1 4	535,8 1	537,5 8	539,3 5	514,7 1	517,8 8	521,9 5	526,7 2	530,5 3	534,1 4	535,8 1	537,5 8	539,3 5			
Тепловая нагрузка в паре	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	50	50	51	51	51	51	52	53	54	55	50	51	51	51	51	52	53	54	55			
Потери тепловой мощности в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	50	50	51	51	51	51	52	53	54	55	50	51	51	51	51	52	53	54	55			
Суммарная расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	559,9	565	569	573	578	582	586	589	591	593	565	569	573	578	582	586	589	591	593			
Тепловая нагрузка на выходах с горячей водой	Гкал/ч	559,9	565	569	573	578	582	586	589	591	593	565	569	573	578	582	586	589	591	593			
Тепловая нагрузка на выходах в паре	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Дефицит/Резерв тепловой мощности	Гкал/ч	150,1	145,0	141,0	137,0	132,0	128,0	124,0	121,0	119,0	117,0	145,0	141,0	137,0	132,0	128,0	125,0	121,0	210,0	208,0			
Дефицит/Резерв тепловой мощности при выходе из строя самого большого по мощности агрегата	Гкал/ч	111,0	107,0	104,5	101,3	97,4	94,4	91,5	90,2	88,7	86,7	109,0	105,0	101,0	96,0	92,0	179,0	176,0	174,0	172,0			
Суммарно по СЦ СТЭЦ-1, СТЭЦ-2	Гкал/ч																						
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1911	1681	1681	1681	1681			
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1531	1301	1392	1392	1392			
Собственные нужды	Гкал/ч	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41			
Располагаемая тепловая мощность нетто	Гкал/ч	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1217	1490	1260	1351	1351	1351			
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	906	914	920	926	934	940	945	967	984	1001	914	920	926	934	940	945	967	984	1002			
Тепловая нагрузка на выходах с горячей водой	Гкал/ч	856	864	870	876	884	889	895	917	934	951	864	869	876	884	890	895	916	934	952			
Тепловая нагрузка на выходах в паре	Гкал/ч	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50			
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	77	77	78	78	79	79	80	81	83	85	77	78	78	79	79	80	81	83	85			
Потери тепловой мощности в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	77	77	78	78	79	79	80	81	83	85	77	78	78	79	79	80	81	83	85			
Дефицит/Резерв тепловой мощности	Гкал/ч	311	303	297	291	283	277	272	250	233	216	303	297	291	283	250	315	384	367	349			
Дефицит/Резерв тепловой мощности при выходе из строя самого большого по мощности агрегата	Гкал/ч	156,3	150,2	146,3	141,4	135,4	131,3	127,4	111,3	98,1	86,7	132,0	126,3	120,1	111,5	379,3	201,0	270,5	252,9	235,3			

Таблица 2-2 – Балансы тепловой мощности источника и перспективной тепловой нагрузки в ул. Водогон

Показатель	Ед. изм. год	Расчетный срок (на период расчетного периода)									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность	Гкал/час	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840	0,840
Собственные нужды	Гкал/час	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
	%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%	0,77%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834
Потери в тепловых сетях	%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%	25,8%
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164
Отопление	Гкал/час	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164
Вентиляция	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГВС	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная расчетная нагрузка	Гкал/час	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214
Отопление	Гкал/час	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214
Вентиляция	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГВС	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв("+")/Дефицит("-")	Гкал/час	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463
(по договорной нагрузке)	%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%
Резерв("+")/Дефицит("-")	Гкал/час	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545
(по расчетной нагрузке)	%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%	65,3%
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294	0,294
Резерв("+")/Дефицит("-")	Гкал/час	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
(при аварийном выводе котла)	%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%

Таблица 2-3 – Балансы тепловой мощности источника и перспективной тепловой нагрузки в с. Нёнокса

Показатель	Ед. изм. 10%	Р. е. ч. т. п. е. р. о. к. (на конец расчетного периода)									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность	Гкал/час	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
Собственные нужды	Гкал/час	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
	%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%	0,85%
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,595	0,595	0,595	0,595	0,595	0,595	0,595	0,595	0,595	0,595
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049
	%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%	21,2%
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156
Отопление	Гкал/час	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156
Вентиляция	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГВС	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная расчетная нагрузка	Гкал/час	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183
Отопление	Гкал/час	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183
Вентиляция	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
ГВС	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв("+")/Дефицит("-") (по договорной нагрузке)	Гкал/час	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390	0,390
	%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%	65,6%
Резерв("+")/Дефицит("-") (по расчетной нагрузке)	Гкал/час	0,363	0,363	0,363	0,363	0,363	0,363	0,363	0,363	0,363	0,363
	%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%	61,0%
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295	0,295
Резерв("+")/Дефицит("-") (при аварийном выводе котла)	Гкал/час	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063	0,063
	%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%	21,3%

Таблица 2-4 – Балансы тепловой мощности источника и перспективной тепловой нагрузки в п. Белое Озеро

Показатель	Ед. изм. год	Расчетный период (на конец рассматриваемого периода)									
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035	2040	
Установленная мощность	Гкал/час	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	
Располагаемая мощность	Гкал/час	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	1,585	
Собственные нужды	Гкал/час	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	
	%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	0,73%	
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	
	%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	12,5%	
Присоединенная договорная нагрузка	Гкал/час	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	
Отопление	Гкал/час	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	
Вентиляция	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
ГВС	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Присоединенная расчетная нагрузка	Гкал/час	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	
Отопление	Гкал/час	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	
Вентиляция	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
ГВС	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
Резерв("+" / Дефицит("-"))	Гкал/час	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	
(по договорной нагрузке)	%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	
Резерв("+" / Дефицит("-"))	Гкал/час	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	
(по расчетной нагрузке)	%	76,4%	76,4%	76,4%	76,4%	76,4%	76,4%	76,4%	76,4%	76,4%	
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах источника	Гкал/час	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/час	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	1,034	
Резерв("+" / Дефицит("-"))	Гкал/час	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	
(при аварийном выводе котла)	%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	64,1%	

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

Согласно Федеральному закону 190-ФЗ «О теплоснабжении» эффективный радиус теплоснабжения - это максимальное расстояние от теплопотребляющей установки потребителя тепловой энергии 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.

Расчет предельного радиуса эффективного теплоснабжения определяется в соответствии с методикой, приведенной в методических указаниях по разработке схем теплоснабжения утвержденным Приказом Министерства энергетики РФ от 5 марта 2019 г. № 212.

Согласно методике предельный радиус эффективного теплоснабжения определяется из следующего условия: если 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 (ОК 013-94), то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Для тепловой нагрузки заявителя $Q_{\text{сумм}}^{\text{м.ч}} < 0,1$ Гкал/ч, дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям исполнителя определяется в соответствии с формулой.

$$ДСО_{\text{тс}} = \sum_{i=1}^n \frac{ПДС_i}{\left(1 + \frac{1}{(1+НД)}\right)^i}, \text{ лет, где}$$

$ДСО_{\text{тс}}$ – дисконтированный срок окупаемости инвестиций в строительство тепловой сети, лет;

n – число периодов окупаемости, лет;

$ПДС_0$ – 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;

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

Для определения капитальных затрат в строительство тепловой сети от точки присоединения к тепловой сети исполнителя до объекта заявителя следует выполнить следующие действия:

В электронной модели системы теплоснабжения исполнителя устанавливается адресная привязка объекта заявителя, выходящая за существующую зону действия системы теплоснабжения заявителя и увеличивающая радиус теплоснабжения

На топооснове города осуществляется привязка объекта заявителя к точке подключение тепловой сети (формируется объект – тепловая камера для подключения и рассчитываются протяжённость и диаметр теплопровода, соединяющего объект заявителя с тепловой камерой тепловой сети).

В электронной модели системы теплоснабжения формируется путь теплоносителя от источника тепловой энергии до абонентского ввода в теплопотребляющей установки объекта заявителя (см. рис. 2-5 – красная пунктирная линия).

В электронной модели системы теплоснабжения рассчитывается пьезометрический график (график давлений и расходов) по пути движения теплоносителя (см. рис. 2-6).

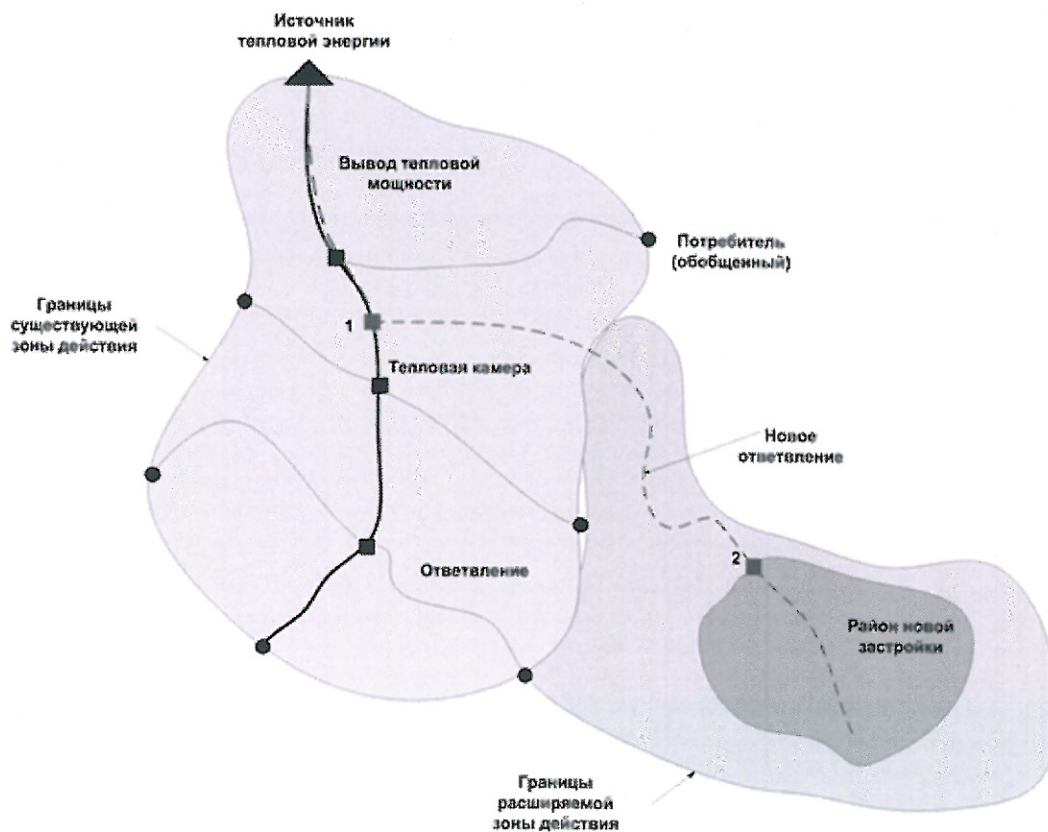


Рисунок 2-5 – Расширение зоны действия существующего источника теплоснабжения генерация

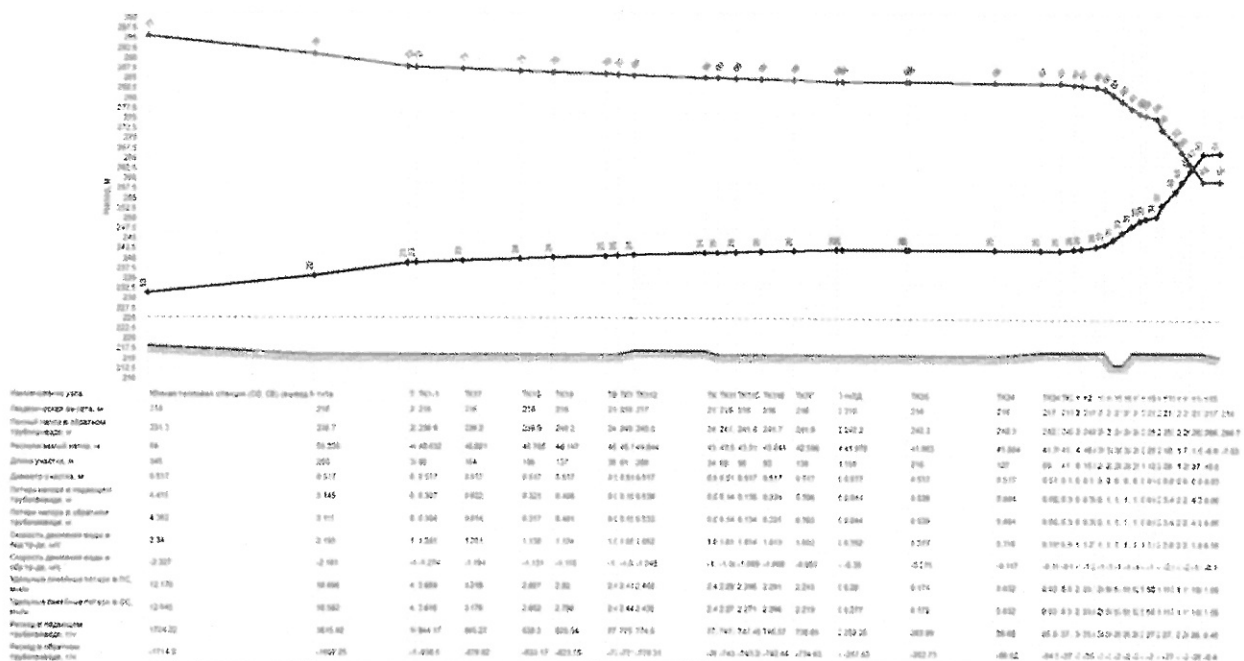


Рисунок 2-6 – Пьезометрический график пути движения теплоносителя

Если в результате анализа пьезометрического графика, устанавливается, что не выполняется условие технической возможности подключения объекта заявителя по причине отсутствия резерва пропускной способности тепловых сетей исполнителя (т. е. в точке подключения к внутридомовым системам отопления заявителя не может быть достигнуто расчетного расхода теплоносителя), то теплоснабжающей организацией предлагаются мероприятия капитального характера (реконструкция участков тепловой сети с увеличением диаметра, строительство насосной подстанции), позволяющие обеспечить эту пропускную способность.

Капитальные затраты в строительство тепловой сети K_{tc} (без НДС) вычисляются по формуле

$$K_{mc,i} = \left(\sum_{i=1}^{i=N} (l \times k_{Dy})_i + \sum_{j=1}^{j=M} (l \times k_{Dy})_j \right) \times \text{ИЦП}_i - \text{ПЗП}_i \times (1 - \text{НДС}_i), \text{ тыс. руб.}$$

где

l_i – протяженность i - того участка проектируемой тепловой сети от объекта заявителя до точки подключения к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя с условным диаметром Dy_i (мм), необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, км;

l_j – протяженность j - того участка реконструируемой тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя с увеличением диаметра Dy_j (мм), необходимой для обеспечения пропускной способности

тепловой сети исполнителя в точке подключения к ней объекта заявителя, км;

$k_{Dy,i}, k_{Dy,j}$ – нормативы цены строительства тепловой сети с условным диаметром $Dy_i(Dy_j)$ (мм), определяемые на основании укрупненных нормативов цены строительства (далее - НЦС) для объектов капитального строительства непроизводственного назначения «Укрупненные нормативы цены строительства. НЦС 81-02-13-2022. Сборник № 13. Наружные тепловые сети», утвержденных приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации № 205/пр от 28 июля 2022 года., тыс. руб./км;

N – число участков проектируемой тепловой сети с различными условными диаметрами (Dy_i);

M – число участков реконструируемой тепловой сети исполнителя с увеличением диаметра участков тепловой сети до Dy_j (мм) для обеспечения пропускной способности, выявленными в результате гидравлических расчетов.

$ИЦП_t$ – прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в t -м расчетном периоде, определяемый в соответствии с пунктом П40.6 настоящих методических указаний;

$ПВП_t$ – плата за подключение объекта заявителя с тепловой нагрузкой $Q_{сум}^{м.ч} < 0,1$ Гкал/ч к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя, устанавливается в соответствии с пунктом 163 подпунктом 1 приказа Федеральной службы по тарифам от 13.06.2013 г. № 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения» в размере 550 рублям (с НДС);

$НДС_t$ – а налога на добавленную стоимость в t -м расчетном периоде.

Прогнозный индекс цен производителей промышленной продукции в t -м расчетном периоде ($ИЦП_t$) определяется по формуле:

$$ИЦП_t = (1 + ИЦП_{6+1}^n) \times (1 + ИЦП_{6+2}^n) \times K \times (1 + ИЦП_t^n),$$

где $ИЦП_{6+1}^n, ИЦП_{6+2}^n, \dots, ИЦП_t^n$ - индексы цен производителей промышленной

продукции (в среднем за год к предыдущему году) в (2021+1)-й, (2022+2)-й,... t -й расчетные периоды, указанные на соответствующие годы в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на t -й расчетный период регулирования, одобренном Правительством Российской Федерации (базовый вариант).

Приток денежных средств от операционной деятельности, полученный исполнителем в период времени t за счет продажи тепловой энергии заявителю на цели теплоснабжения, присоединённому к тепловой сети исполнителя определяется по формуле:

$$ПДС_t = B_t - Z_t, \text{ тыс. руб./год}$$

где

B_t – выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя, тепловой энергии за период тыс. руб. в год,;

Z_t – затраты, понесённые исполнителем на выработку тепловой энергии и передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя для теплоснабжения объекта заявителя за период t , тыс. руб. в год;

Выручка, полученная исполнителем за счет продажи заявителю, подключенному к тепловой сети исполнителя через индивидуальный тепловой пункт, тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения потребителя, рассчитывается по формуле:

$$B_t = Q_z^{пл} \times C_{тэ,t} \times ИСПГ_t = Q_{сумм}^{мч} \times ЧЧМ_{ср} \times C_{тэ,t} \times ИСПГ_t \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год}$$

где

$Q_z^{пл}$ – прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год

$Q_{0,3}^{мч}$ – максимальная часовая тепловая нагрузка, указанная в условиях подключения, выданных исполнителем вместе с проектом договора о подключении, в соответствии с пунктом 35 Постановления Правительства РФ от 5 июля 2018 г. № 787, Гкал/ч;

$ЧЧМ_{ср}$ – средневзвешенное по видам тепловой нагрузки число часов максимума тепловой нагрузки, час./год;

$C_{тэ,t}$ – цена на тепловую энергию для теплоснабжения заявителя в t -м расчетном периоде.

$ИСПГ$ – индекс совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, устанавливаемый в соответствии с Основами формирования индексов

изменения размера платы граждан за коммунальные услуги в Российской Федерации (утверждены постановлением Правительства РФ от 30 апреля 2014 года №400) t -м расчетном периоде.

Затраты, понесенные исполнителем на выработку тепловой энергии для теплоснабжения потребителя, и ее передачу по тепловым сетям исполнителя до объекта заявителя, рассчитывается по формуле:

$$Z_t = (Z_{\tau} + Z_{\text{пер}})_t, \text{ тыс. руб./год}$$

где

$Z_{\tau,t}$ – затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем на отпуск тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения объекта заявителя, в t -м расчетном периоде, тыс. руб./год;

$Z_{\text{пер},t}$ – затраты, обеспечивающие компенсацию расходов на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя, необходимой для теплоснабжения объекта заявителя в t -м расчетном периоде, тыс. руб./год.

Затраты исполнителя, обеспечивающие компенсацию расходов на топливо, затраченного исполнителем для отпуска тепловой энергии, необходимой для теплоснабжения заявителя, рассчитывается по формуле:

$$Z_{\tau,t} = Q_3^{\text{пп}} \times b_{\phi,t} \times \Pi_{\tau,t} \times (1 + I_t^n) \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год}$$

где

$Q_3^{\text{пп}}$ – прогнозируемое количество тепловой энергии, отпущенное из тепловых сетей исполнителя для теплоснабжения заявителя, тыс. Гкал/год

$b_{\phi,t}$ – удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника фактически сложившийся в системе теплоснабжения исполнителя в t -м расчетном периоде, кг/Гкал;

$\Pi_{\tau,t}$ – цена топлива фактически сложившийся в системе теплоснабжения исполнителя в t -м расчетном периоде в соответствии с требованиями к раскрытию информации, руб./т.у.т.

I_t^n – прогнозный индекс роста цены на k -й вид топлива в t -м расчетном периоде, определенный в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на t -м расчетном периоде, одобренном Правительством Российской Федерации (базовый

вариант).

Затраты на передачу дополнительного количества тепловой энергии от источника тепловой энергии в системе теплоснабжения заявителя до объекта исполнителя по существующим и вновь построенным тепловым сетям определяются аналоговым методом, исходя из фактического уровня затрат в данной системе теплоснабжения в перерасчете на единицу материальной характеристики тепловой сети в соответствии с формулой

$$Z_{\text{пер,т}} = \gamma_{\text{ст}} \times M_{\text{нтс}} = \gamma_{\text{ст}} \times \sum_{i=1}^{i=N} (l \times Dy)_i, \text{ тыс. руб./год,}$$

где

- $\gamma_{\text{ст}}$ – удельная стоимость передачи тепловой энергии, сложившаяся в системе снабжения исполнителя, к тепловым сетям которой присоединяются Т заявителя, руб./м²;
- $M_{\text{нтс}}$ – материальная характеристика вновь построенной тепловой сети для подключения объекта заявителя, м²;
- $L_{\text{нтс,}i}$ – протяженность i -того участка вновь построенной тепловой сети с ным диаметром $D_{\text{у,нтс,}i}$, м;
- $D_{\text{у,нтс,}i}$ – условный диаметр i -того участка вновь построенной тепловой сети, м.

Согласно представленной методике подключение новых потребителей к системе теплоснабжения должно быть просчитано на основании представленной методики и определена целесообразность подключения объектов.

Перспективные потребители города Северодвинска, определенные исходя из выданных технических условий и градостроительные планы, включенные в данную Схему теплоснабжения, удовлетворяют условию целесообразности подключения к указанным источникам тепловой энергии, при условии выполнения предусмотренных данной Схемой теплоснабжения мероприятий по источникам тепловой энергии и тепловым сетям, обеспечивающие технические условия для подключения данных потребителей.

Оценка целесообразности подключение к централизованным системам теплоснабжения перспективных потребителей, не вошедших в Схему теплоснабжения, должна проводиться, на основании данной методики, и в случае получения отрицательного результата, решение о возможности подключения потребителя принимается на усмотрение теплоснабжающей организации.

3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения рассчитывался в соответствии со СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»:

- в закрытых системах теплоснабжения – 0,75% фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5% объема воды в этих трубопроводах;

- в открытых системах теплоснабжения – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

- для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения при наличии баков-аккумуляторов – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2; при отсутствии баков – по максимальному расходу воды на горячее водоснабжение плюс (в обоих случаях) 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий.

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения предусмотрена дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принят равным 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 работают на единую систему теплоснабжения поэтому рассматриваются совместно. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя по системе теплоснабжения СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 с учетом развития системы теплоснабжения представлены в таблице 3-1.

На котельных городского округа Архангельской области «Северодвинск» отсутствуют системы водоподготовки.

Таблица 3-1 – Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

Параметры	Ед. изм.	2021 факт	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
СТЭЦ-1																	
Производительность ВПУ	т/ч	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6	1179,6
Собственные нужды	т/ч	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Емкость баков-аккумуляторов	м³	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000
СТЭЦ-2																	
Производительность ВПУ	т/ч	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600	1600
Собственные нужды	т/ч	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Емкость баков-аккумуляторов	м³	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
Система теплоснабжения СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2																	
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1599,1	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7	1599,7
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	149,1	149,4	149,7	149,9	150,2	150,6	150,9	151,2	151,4	151,6	151,8	152,0	152,2	152,3	152,3	153,3
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Вода на нужды ГВС*	т/ч	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0	1450,0
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	2038	2039	2039	2039	2040	2041	2042	2042	2043	2043	2043	2044	2044	2044	2045	2046
Аварийная подпитка тепловой сети (в период повреждения участка)	т/ч	3231	3234	3237	3237	3239	3242	3246	3249	3252	3254	3256	3258	3260	3262	3263	3271
Резерв/Дефицит к подпитке тепловой сети	т/ч	741	741	740	740	740	739	738	738	737	737	736	736	736	735	735	736
Доля резерва/дефицита к подпитке тепловой сети	%	26,5	26,5	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,4	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,2	26,1
Резерв/Дефицит к аварийной подпитке	т/ч	-452	-454	-457	-458	-459	-463	-466	-469	-472	-475	-476	-478	-480	-482	-484	-494
Доля резерва/дефицита к аварийной подпитке	%	-16,3	-16,3	-16,4	-16,5	-16,5	-16,6	-16,8	-16,9	-17,0	-17,1	-17,1	-17,2	-17,3	-17,3	-17,4	-17,5

* - Сроки перевода систем теплоснабжения на закрытую схему ГВС в настоящий момент не определены.

4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Описание вариантов развития систем теплоснабжения города

Северодвинская ТЭЦ-1 – старейшая тепловая электростанция Архангельской области, введена в эксплуатацию в 1941 году. Оборудование ТЭЦ-1 физически и морально изношено, парковый ресурс неоднократно продлялся. При этом, Северодвинская ТЭЦ-2, более современная и достаточно мощная, оборудование которой используется менее чем на 50%.

В связи с этим ПАО «ТГК-2» планирует провести техническое перевооружение Северодвинской ТЭЦ-1, предусматривающее установку двух турбин ПТ-30/40-8,8/1,3 по 30 МВт и трех паровых энергетических котлов Е-160-9,8-540ГМ и строительство водогрейной котельной мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч). Основным топливом энергетических котлов запроектирован природный газ, резервным мазут.

После ввода нового оборудования планируется вывод из эксплуатации всех старых энергетических котлов и турбин.

После технического перевооружения электрическая мощность ТЭЦ-1 составит 60 МВт. Тепловая мощность турбоагрегатов после реконструкции составит 156 Гкал/ч, так же будут установлены РОУ которые при номинальной загрузке турбоагрегатов смогут выдавать 34 Гкал/ч. Для дальнейшего использования котла ПТВМ-180 необходима его реконструкция с переводом на сжигание природного газа, и с доведением его до современных требований. Для покрытия тепловых нагрузок планируется строительство водогрейной котельной мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч).

В рамках схемы теплоснабжения рассматривается семь вариантов развития системы теплоснабжения города после проведения модернизации СТЭЦ-1 и вывода из эксплуатации старого оборудования. Варианты различаются оборудованием, установленным на СТЭЦ-1 для покрытия тепловых нагрузок, а также перераспределением тепловой нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.

Первый вариант предусматривает:

- строительство на СТЭЦ-1 водогрейной котельной суммарной мощностью 200 Гкал/ч, в составе четырех котлов единичной тепловой мощностью 50 Гкал/ч;
- проведение реконструкции существующего котла ПТВМ-180 с выносом насосного оборудования из главного корпуса, с переводом его на сжигание природного газа;
- перевод водогрейного котла ст. №4 КТК-100 СТЭЦ-2 в пиковый режим.

Суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 570 Гкал/ч. Перераспределение

тепловой нагрузки на СТЭЦ-2 вариантом не предусмотрено.

Второй вариант предусматривает:

- вывод из эксплуатации котла ПТВМ-180 на ТЭЦ-1;
- перевод водогрейного котла ст. №4 КТК-100 СТЭЦ-2 в пиковый режим;
- выполнение мероприятий на тепловых сетях в объеме, необходимом для передачи тепловой нагрузки на СТЭЦ-2 в объеме 159 Гкал/ч.

Данный вариант не предусматривает ввода дополнительных мощностей на СТЭЦ-1 и предполагает максимальную передачу тепловой нагрузки на СТЭЦ-2. Суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 190 Гкал/ч.

Третий вариант предусматривает:

- строительство на ТЭЦ-1 водогрейной котельной суммарной мощностью 100 Гкал/ч, в составе двух котлов единичной тепловой мощностью 50 Гкал/ч;
- проведение реконструкции существующего котла ПТВМ-180 с выносом насосного оборудования из главного корпуса, с переводом его на сжигание природного газа;
- выполнение мероприятий на тепловых сетях в объеме, необходимом для передачи тепловой нагрузки на СТЭЦ-2 в объеме 59 Гкал/ч.

- перевод водогрейного котла ст. №4 КТК-100 СТЭЦ-2 в пиковый режим;

Суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 470 Гкал/ч.

Четвертый вариант предусматривает:

- проведение реконструкции существующего котла ПТВМ-180 с выносом насосного оборудования из главного корпуса, с переводом его на сжигание природного газа;
- перевод водогрейного котла ст. №4 КТК-100 СТЭЦ-2 в пиковый режим;
- выполнение мероприятий на тепловых сетях в объеме, необходимом для передачи тепловой нагрузки на СТЭЦ-2 в объеме 159 Гкал/ч.

Данный вариант не предусматривает ввода дополнительных мощностей на СТЭЦ-1 и предполагает максимальную передачу тепловой нагрузки на СТЭЦ-2. Суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 370 Гкал/ч.

Пятый вариант предусматривает:

- проведение реконструкции существующего котла ПТВМ-180 с выносом насосного оборудования из главного корпуса, с переводом его на сжигание природного газа;
- строительство водогрейной котельной на острове Ягры суммарной мощностью 200 Гкал/ч, в составе четырех котлов единичной тепловой мощностью 50 Гкал/ч;
- перевод водогрейного котла ст. №4 КТК-100 СТЭЦ-2 в пиковый режим;
- выполнение мероприятий на тепловых сетях в объеме, необходимом для передачи тепловой нагрузки на новую котельную в объеме 144 Гкал/ч, и на СТЭЦ-2 в объеме 49

Гкал/ч.

Данный вариант не предусматривает ввода дополнительных мощностей на СТЭЦ-1 и предполагает максимальную передачу тепловой нагрузки на новую котельную на о. Ягры и на СТЭЦ-2. Суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 370 Гкал/ч.

Шестой вариант предусматривает:

- строительство на СТЭЦ-1 водогрейной котельной суммарной мощностью 200 Гкал/ч, в составе четырех котлов единичной тепловой мощностью 50 Гкал/ч;
- вывод из эксплуатации котла ПТВМ-180 на СТЭЦ-1;
- перевод водогрейного котла ст. №4 КТК-100 СТЭЦ-2 в пиковый режим;
- выполнение мероприятий на тепловых сетях в объеме, необходимом для передачи тепловой нагрузки на СТЭЦ-2 в объеме 74 Гкал/ч.

Суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 390 Гкал/ч.

Седьмой вариант предусматривает:

- строительство на СТЭЦ-1 водогрейной котельной суммарной мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч), в составе четырех 4 водогрейных котлов, с установленной тепловой мощностью каждой единицы 60 МВт (51,6 Гкал/ч), топливо – природный газ;
- установку 2 паровых турбин ПТ-30/40-8,8/1,3, с установленной электрической мощностью каждой единицы 30 МВт, тепловой мощностью каждой единицы 77,8 Гкал/ч;
- вывод из эксплуатации ПТ-30-90/10 ст.№3;
- комплексную замену котлоагрегатов ПК-10-2 ст.№5 и ст.№6 на 2 котла Е-160-9,8ГМ (с трубопроводами связи) ст.№11 и ст.№12;
- комплексную замену котлоагрегата ПК-10-2 ст.№4 на котел Е-160-9,8ГМ ст.№10 (с трубопроводами связи);
- строительство третьей линии электропередачи между Северодвинскими ТЭЦ-2 и ТЭЦ-1 для обеспечения надежности и бесперебойности электроснабжения узла потребления Северодвинской ТЭЦ-1.

Суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 576 Гкал/ч. Перераспределение тепловой нагрузки на СТЭЦ-2 вариантом не предусмотрено.

Для реализации распределений тепловой нагрузки в соответствии с разработанными вариантами, а также обеспечения перспективных нагрузок, необходим ряд мероприятий на тепловых сетях, обеспечивающие устойчивость гидравлического режима. Мероприятия включают в себя строительство новых тепловых сетей, реконструкцию с увеличением диаметров трубопроводов, строительство насосных станций.

Мероприятия, обеспечивающие устойчивый гидравлический режим тепловой сети при распределении тепловых нагрузок в соответствии с вариантом 1:

- Строительство насосной станции ПНС-2 на тепломагистрали “А” Ду800 в районе ТК-14А с насосами на обратном трубопроводе ($G_{обр}=2200$ т/ч). На насосной станции предполагается установка 3 насосов СЭ-1250-70 (один резервный) для обратного трубопровода;
- Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с увеличением диаметра с ДУ1000 на ДУ1200, протяженностью 850м;
- Реконструкция теплосетевой переемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15м.

Мероприятия, обеспечивающие устойчивый гидравлический режим тепловой сети при распределении тепловых нагрузок в соответствии с вариантом 2:

- Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж на тепломагистрали “Ж” Ду1000 (верхний ярус) и Ду1200 (нижний ярус) с насосами на подающем и обратном трубопроводах ($G_{пр}=10100$ т/ч, $G_{обр}=9200$ т/ч). На насосной станции предполагается установка 3 насосов СЭ-5000-70 (один резервный) для подающего трубопровода, и 3 насосов СЭ-5000-70 (один резервный) для обратного трубопровода;
- Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с увеличением диаметра с ДУ1000 на ДУ1200, протяженностью 850м;
- Реконструкция теплосетевой переемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15м.
- Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ТП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе;
- Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах.

Мероприятия, обеспечивающие устойчивый гидравлический режим тепловой сети при распределении тепловых нагрузок в соответствии с вариантом 3:

- Строительство насосной станции ПНС-2 на тепломагистрали “А” Ду800 в районе ТК-14А с насосами на подающем и обратном трубопроводах ($G_{пр}=2600$ т/ч, $G_{обр}=1900$ т/ч). На насосной станции предполагается установка 3 насосов СЭ-1250-70 (один резервный) для подающего трубопровода, и 3 насосов СЭ-1250-70 (один резервный) для обратного трубопровода;
- Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с увеличением диаметра с ДУ1000 на ДУ1200, протяженностью 850м;
- Реконструкция теплосетевой переемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15м.

Мероприятия, обеспечивающие устойчивый гидравлический режим тепловой сети при распределении тепловых нагрузок в соответствии с вариантом 4:

- Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж на тепломагистрали “Ж” Ду1000 (верхний ярус) и Ду1200 (нижний ярус) с насосами на подающем и обратном трубопроводах ($G_{пр}=10100$ т/ч, $G_{обр}=9200$ т/ч). На насосной станции предполагается установка 3 насосов СЭ-5000-70 (один резервный) для подающего трубопровода, и 3 насосов СЭ-5000-70 (один резервный) для обратного трубопровода;
- Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с увеличением диаметра с ДУ1000 на ДУ1200, протяженностью 850м;
- Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15м.
- Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ТП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе;
- Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах.

Мероприятия, обеспечивающие устойчивый гидравлический режим тепловой сети при распределении тепловых нагрузок в соответствии с вариантом 5:

- Строительство насосной станции ПНС-2 на тепломагистрали “А” Ду800 в районе ТК-14А с насосами на подающем и обратном трубопроводах ($G_{пр}=2700$ т/ч, $G_{обр}=1800$ т/ч);
- Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с увеличением диаметра с ДУ1000 на ДУ1200, протяженностью 850м;
- Строительство на острове Ягры газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами, мощностью 200 Гкал/ч ($G_{пр}=3000$ т/ч, $G_{обр}=2850$ т/ч);
- Строительство участка теплосети от новой котельной до ТК 4Я диаметром Ду800, протяженностью 200м (подключение котельной к существующим тепловым сетям);
- Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15м.

Мероприятия, обеспечивающие устойчивый гидравлический режим тепловой сети при распределении тепловых нагрузок в соответствии с вариантом 6:

- Строительство насосной станции ПНС-2 на тепломагистрали “А” Ду800 в районе ТК-14А с насосами на подающем и обратном трубопроводах ($G_{пр}=2600$ т/ч, $G_{обр}=2000$ т/ч. На насосной станции предполагается установка 3 насосов СЭ-

1250-70 (один резервный) для подающего трубопровода, и 3 насосов СЭ-1250-70 (один резервный) для обратного трубопровода;

-Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с увеличением диаметра с Ду1000 на Ду1200, протяженностью 850м;

Вариантом 7 переключение тепловой нагрузки СТЭЦ-1 на СТЭЦ-2 не предусматривается, для обеспечения устойчивого гидравлического режима необходимо выполнение следующего мероприятия:

-Реконструкция теплосетевой переемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800.

По прочим теплоснабжающим организациям городского округа Архангельской области «Северодвинск» мероприятий не предусмотрено.

Варианты развития систем теплоснабжения города Северодвинска, и предусмотренные вариантами мероприятия представлены в таблице 4-1.

Вне зависимости от варианта

Предполагаемые мероприятия:

Выход из энергетических котлов (ст. № 5–9) и турбин (ст. № 3–6) из эксплуатации.

Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
<p>Вывод из эксплуатации котла ПТВМ-180 на ТЭЦ-1, без ввода дополнительных мощностей, тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 190 Гкал/ч. Данный вариант предусматривает максимальную передачу тепловой нагрузки на СТЭЦ-2.</p> <p>Тепловая нагрузка на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 составит 159 Гкал/ч, на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-2 – 775 Гкал/ч.</p> <p>Мероприятия, предполагаемые вариантом:</p> <ul style="list-style-type: none">• Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим;• Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженность 15 м;• Реконструкция тепломатристры «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м;• Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж (G_{пер}=9200 т/ч);• Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ТП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе;• Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах.	<p>Строительство на СТЭЦ-1 пиковой водогрейной котельной, в составе двух котлов тепловой мощностью 100 Гкал/ч, а также проведение реконструкции котла ПТВМ-180, с переводом его на сжигание природного газа. Суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 470 Гкал/ч. Вариант предусматривает передачу значительной части тепловой нагрузки на СТЭЦ-2, в объеме, который позволит не задействовать на СТЭЦ-2 водогрейный котел КТК-100 ст. №4.</p> <p>Тепловая нагрузка на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 составит 259 Гкал/ч, на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-2 – 675 Гкал/ч.</p> <p>Мероприятия, предполагаемые вариантом:</p> <ul style="list-style-type: none">• Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим;• Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженность 15 м;• Реконструкция тепломатристры «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м;• Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж (G_{пер}=9200 т/ч);• Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ТП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе;• Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах.	<p>Реконструкция котла ПТВМ-180 на СТЭЦ-1 с переводом его на сжигание природного газа, без ввода дополнительных мощностей, тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 370 Гкал/ч. Данный вариант предусматривает максимальную передачу тепловой нагрузки на СТЭЦ-2.</p> <p>Тепловая нагрузка на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 составит 159 Гкал/ч, на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-2 – 775 Гкал/ч.</p> <p>Мероприятия, предполагаемые вариантом:</p> <ul style="list-style-type: none">• Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа;• Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим;• На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса ПТВМ-180 котла ст. № 2 водогрейной котельной с мощностью 100 Гкал/ч;• Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа;• Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж (G_{пер}=9200 т/ч);• Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ТП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе;• Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах.	<p>Пятый вариант предполагает строительство водогрейной котельной на острове Ягры в составе четырех котлов мощностью 200 Гкал/ч, для обеспечения потребителей данной зоны. Данный вариант предусматривает реконструкцию котла ПТВМ-180 на СТЭЦ-1, суммарная тепловая мощность ТЭЦ-1 составит 370 Гкал/ч.</p> <p>Тепловая нагрузка на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 составит 125 Гкал/ч, на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-2 – 665 Гкал/ч, на коллекторах котельной о. Ягры – 144 Гкал/ч.</p> <p>Мероприятия, предполагаемые вариантом:</p> <ul style="list-style-type: none">• Строительство на острове Ягры газовой водогрейной котельной с 4 котлами, мощностью 200 Гкал/ч• Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа;• На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса ПТВМ-180 котла ст. № 2 водогрейной котельной с мощностью 100 Гкал/ч;• Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженность 15 м;• Реконструкция тепломатристры «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850 м;• Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G_{пер}=2600 т/ч);• Строительство участка теплотрассы от новой котельной до ТК-4Я диаметром Ду800 протяженностью 200 м;• Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G_{пер}=2700 т/ч, G_{пер}=1800 т/ч);	<p>Строительство на СТЭЦ-1 пиковой водогрейной котельной в составе четырех котлов тепловой мощностью 200 Гкал/ч, котел ПТВМ-180 выводится из эксплуатации, суммарная тепловая мощность СТЭЦ-1 составит 390 Гкал/ч. Часть тепловой нагрузки передается на СТЭЦ-2.</p> <p>Тепловая нагрузка на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 составит 244 Гкал/ч, на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-2 – 690 Гкал/ч.</p> <p>Мероприятия, предполагаемые вариантом:</p> <ul style="list-style-type: none">• Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 4 котлами, мощностью 200 Гкал/ч;• Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим;• Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженность 15 м;• Реконструкция тепломатристры «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850 м;• Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G_{пер}=2600 т/ч);• Строительство участка теплотрассы от новой котельной до ТК-4Я диаметром Ду800 протяженностью 200 м;• Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G_{пер}=2700 т/ч, G_{пер}=1800 т/ч);	<p>Строительство на СТЭЦ-1 водогрейной котельной суммарной мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч), в составе четырех котлов, с переводом на сжигание природного газа. Мощность каждой единицы 60 МВт (51,6 Гкал/ч), топливо – природный газ.</p> <p>Тепловая нагрузка на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 составит 347 Гкал/ч, на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-2 – 639 Гкал/ч.</p> <p>Мероприятия, предполагаемые вариантом:</p> <ul style="list-style-type: none">• Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 4 котлами, мощностью 60-150 Гкал/ч;• Строительство третьей линии электропередачи между СТЭЦ-2 и СТЭЦ-1 для обеспечения надежности электроснабжения узла потребления СТЭЦ-1• Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800 протяженностью 15 м.	

4.2 Ограничения тепловой мощности СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

На СТЭЦ-2 имеются ограничения тепловой мощности, определяемые ограничениями по спросу на электрическую нагрузку. Существующая электрическая нагрузка в наиболее холодный период составляет в среднем 173 МВт, что позволяет находиться одновременно в работе лишь двум турбинам. Ограничение мощности составляет порядка 395 Гкал/ч.

После планируемой реконструкции электрическая мощность СТЭЦ-1 сократится с 150 МВт до 60 МВт, что позволит перераспределить электрические нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2. В таблице 4-2 приведены данные по загрузке СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 в наиболее холодную пятидневку отопительного сезона 2021-2022 года.

Таблица 4-2 – Электрическая нагрузка СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 в наиболее холодную пятидневку

Наименование	29.01.2021	30.01.2021	31.01.2021	01.02.2022	02.02.2022	Среднее за период
СТЭЦ-1						
Максимальная нагрузка, МВт	108	109	115	114	113	112
Среднесуточная нагрузка, МВт	105	106	112	113	108	109
Минимальная нагрузка, МВт	102	103	108	112	102	105
СТЭЦ-2						
Максимальная нагрузка, МВт	172	172	174	174	172	173
Среднесуточная нагрузка, МВт	168	171	171	171	162	168
Минимальная нагрузка, МВт	146	168	161	161	135	154
Суммарная нагрузка СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2						
Максимальная нагрузка, МВт	280	281	289	288	285	285
Среднесуточная нагрузка, МВт	273	277	283	284	269	277
Минимальная нагрузка, МВт	248	271	269	273	237	260

Исходя из надежности теплоснабжения, в качестве ориентира возьмем среднюю из минимальных электрических нагрузок, за наиболее холодную пятидневку. Таким образом, электрическая нагрузка по обеим ТЭЦ составит 260 МВт. После реконструкции СТЭЦ-1 будет обеспечивать 50 МВт минимальной нагрузки, на СТЭЦ-2 придется 210 МВт. Данная электрическая нагрузка позволит держать в работе на СТЭЦ-2 три турбины Т-110/120-130 со средней нагрузкой 70 МВт. Исходя из энергетической характеристики турбины (см. рисунок 3-1) при электрической нагрузке 70 МВт турбина может выдать 130 Гкал/ч тепловой мощности. Собственные нужды станции обеспечиваются за счет РОУ, таким

образом, располагаемая тепловая мощность СТЭЦ-2 после реконструкции СТЭЦ-1 составит 790 Гкал/ч, с учетом собственных нужд обеспечиваемых РОУ 816 Гкал/ч.

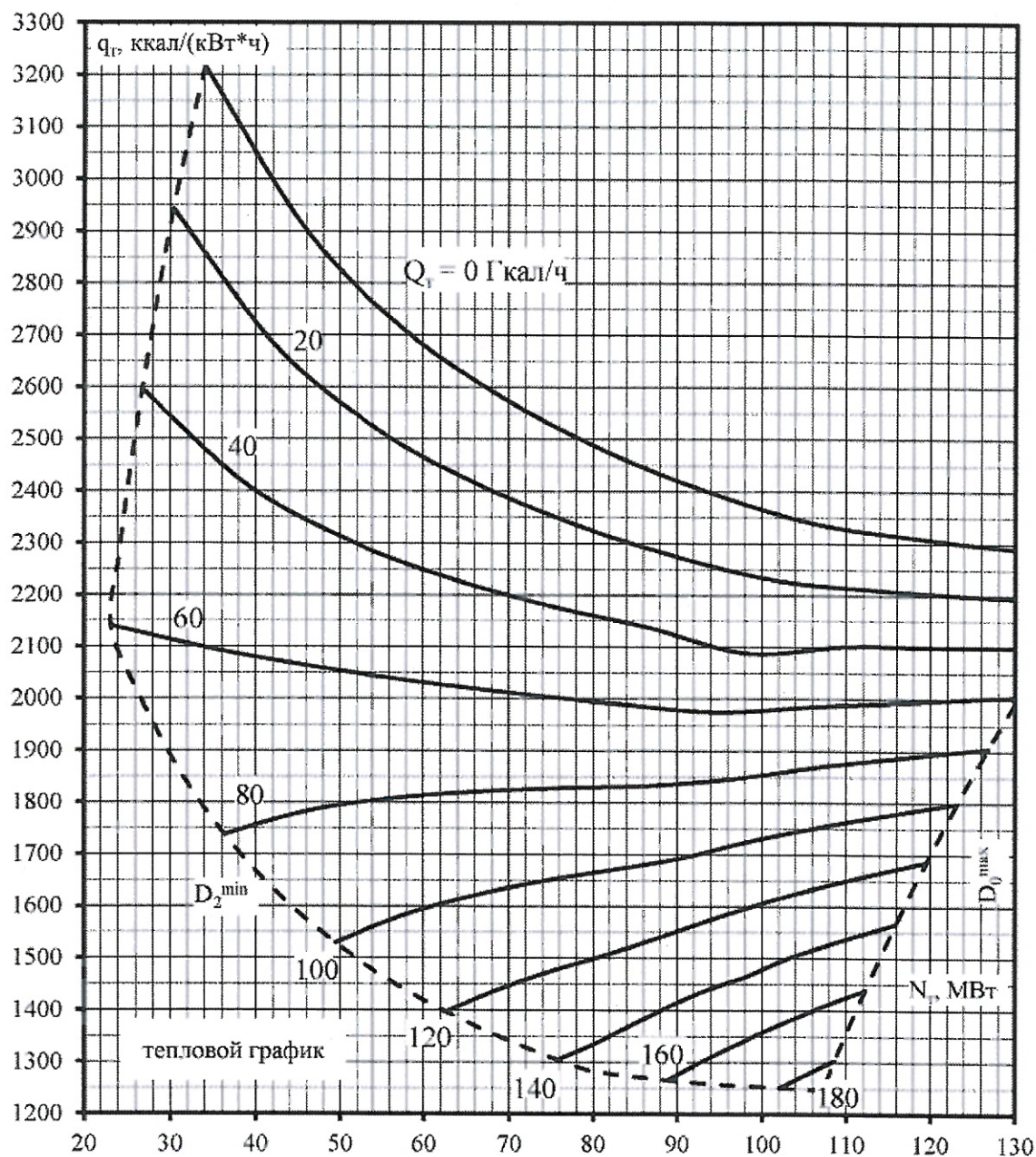


Рисунок 4-1 – Удельный расход тепла на выработку электроэнергии турбины Т-110/120-130

Ограничений тепловой установленной тепловой мощности на СТЭЦ-1 после проведения реконструкции не планируется.

4.3 Распределение тепловой нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

В таблице 4-3 представлены балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки для каждого варианта развития системы теплоснабжения, с соответствующим перераспределением тепловой нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2. При составлении баланса учтена перспективная тепловая нагрузка до 2040 года.

Таблица 4-3– Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки по вариантам

	Тепловые мощности и тепловые нагрузки по вариантам развития, Гкал/ч						
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
ГОРОД							
Существующая тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	856	856	856	856	856	856	856
Прирост тепловой нагрузки за счет перспективных потребителей	78	78	78	78	78	78	78
Перспективная тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	934	934	934	934	934	934	934
СТЭЦ-1							
Установленная тепловая мощность	570	190	470	370	370	390	576
Располагаемая тепловая мощность, т.ч.:	570	190	470	370	370	390	576
Отборов турбин	156	156	156	156	156	156	156
РОУ	34	34	34	34	34	34	34
Водогрейные котлы	380	0	280	180	180	200	386
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	318	159	259	159	125	244	347
Собственные нужды	15	15	15	15	15	15	15
Тепловая нагрузка пар	50	50	50	50	50	50	50
Суммарная тепловая нагрузка	383	224	324	224	190	309	397
Резерв тепловой мощности	187	-34	146	146	180	81	164
СТЭЦ-2							
Установленная тепловая мощность	1105	1105	1105	1105	1105	1106	1105
Располагаемая тепловая мощность, т.ч.:	816	816	816	816	816	816	816
Отборов турбин	390	390	390	390	390	390	390
РОУ (собственные нужды)	26	26	26	26	26	26	26
Водогрейные котлы	400	400	400	400	400	400	400
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	616	775	675	775	665	690	587

	Тепловые мощности и тепловые нагрузки по вариантам развития, Гкал/ч						
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
Собственные нужды	26	26	26	26	26	26	26
Суммарная тепловая нагрузка	642	801	701	801	691	716	587
Резерв тепловой мощности	174	15	115	15	125	100	203
ВК (о. Ягры)							
Установленная тепловая мощность	0	0	0	0	200	0	0
Располагаемая тепловая мощность	0	0	0	0	200	0	0
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	0	0	0	0	144	0	0
Собственные нужды	0	0	0	0	4	0	0
Резерв тепловой мощности	0	0	0	0	52	0	0
По системе объединенной теплоснабжения СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2							
Установленная тепловая мощность	1675	1295	1575	1475	1475	1496	1681
Располагаемая тепловая мощность, т.ч.:	1386	1006	1286	1186	1186	1206	1392
Отборов турбин	546	546	546	546	546	546	546
РОУ	60	60	60	60	60	60	60
Водогрейные котлы	780	400	680	580	580	600	786
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	934	934	934	934	790	934	934
Собственные нужды	41	41	41	41	41	41	41
Тепловая нагрузка пар	50	50	50	50	50	50	50
Суммарная тепловая нагрузка	1025	1025	1025	1025	881	1025	984
Резерв тепловой мощности	361	-19	261	161	305	181	367
Резерв тепловой мощности при выходе из строя самого большого мощного агрегата	181	-119*	81	-19	125	81*	253

*- По СТЭЦ-2 в качестве самого большого по тепловой мощности агрегата рассмотрен водогрейный котел мощностью 100 Гкал/ч, поскольку энергоблок Т-110/120-130 резервирует энергоблок ПТ-80/100-130/13

На СТЭЦ-2, при выходе из строя энергоблока Т-110/120-130, его нагрузку может нести энергоблок ПТ-80/100-130/13, но при электрической нагрузке 70 МВт максимальная тепловая нагрузка теплофикационного отбора турбины составит 115 Гкал/ч. Также при разработке вариантов учтено, что на СТЭЦ-2 энергоблок ПТ-80/100-130/13 не может резервировать водогрейные котлы.

Как видно из таблицы 3-2, во всех вариантах, за исключением варианта 2, на СТЭЦ-1 имеется резерв тепловой мощности при обеспечении текущих и перспективных

тепловых нагрузок. СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 работают на единую систему теплоснабжения и могут в случае аварийного выхода из строя оборудования на одном из источников компенсировать недостаток тепловой мощности за счет другого источника тепловой энергии.

В вариантах 2 и 4 при выходе из строя самого большого агрегата образуется дефицит тепловой мощности. Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» при выходе из строя самого большого агрегата должно быть обеспечено 87% нагрузки отопления. Паровые потребители ТЭЦ-1 при ограничении мощности не могут быть ограничены, поскольку являются потребителями 1-й категории. Таким образом, минимально допустимое снижение тепловой мощности по объединенной системе теплоснабжения в вариантах 3 и 4 составляет 864 Гкал/ч. Тепловая мощность, при выходе из строя самого большого турбоагрегата, составит 906 Гкал/ч в варианте 2 и 1006 Гкал/ч в варианте 4, то есть возможное снижение отпуска тепловой энергии будет находиться в пределах допустимых значений.

4.4 Оценка загрузки оборудования СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 по вариантам

Оптимальная загрузка по тепловой энергии ТЭЦ будет при максимально возможном использовании теплофикационных мощностей обеспечивающих комбинированную выработку тепловой и электрической энергии.

На рисунке 4-2 представлен график Россандера продолжительности тепловой нагрузки на коллекторах водяных тепловых сетей ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, по данным с приборов учета за отопительный период 2021-2022 года.

Из графика видно, что наибольшее время в отопительном периоде нагрузка находится в диапазоне 370-420 Гкал/ч, температура наружного воздуха находилась в диапазоне -5,8 до 4,8, средняя температура составила -0,4 °С, что практически соответствует средней температуре наружного воздуха, которая за отопительный период 2021-2022 года составила -0,3 °С. Для оценки теплофикационной загрузки оборудования, в наиболее длительных режимах, пересчитаем нагрузки по вариантам на среднюю температуру, результаты расчетов приведены в таблице 4-4.

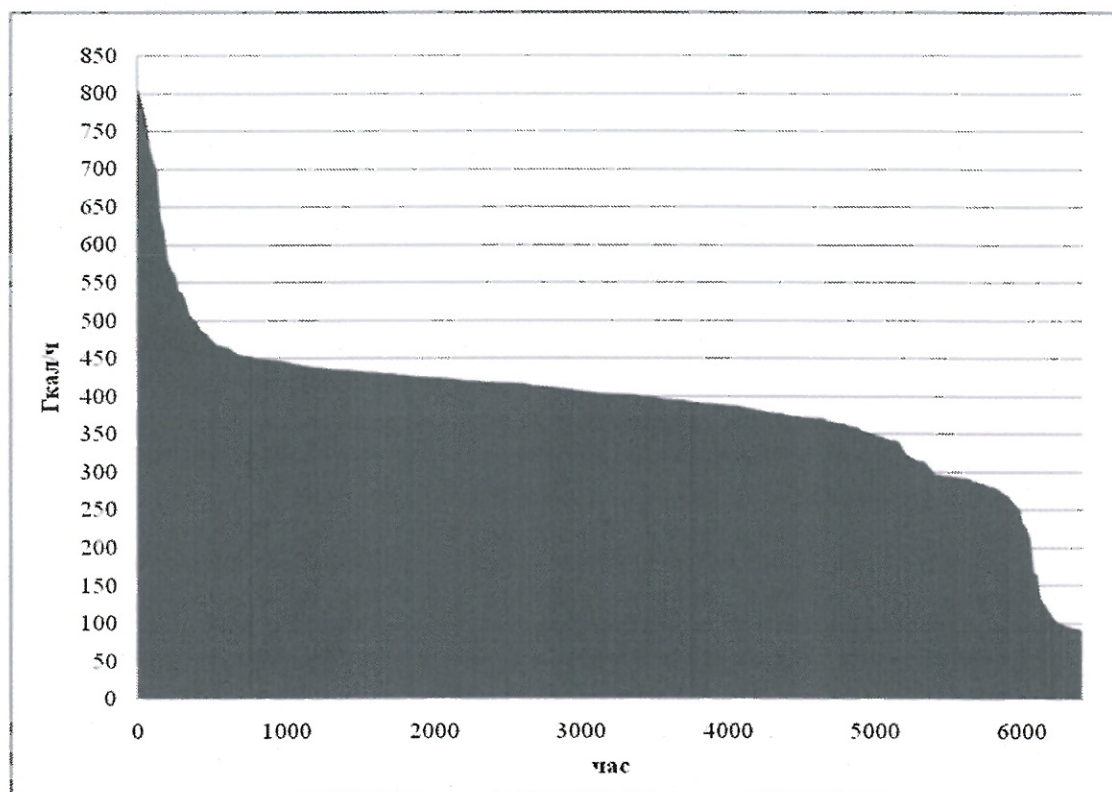


Рисунок 4-2- График Россандера продолжительности тепловой нагрузки на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

Таблица 4-4 – Фактические нагрузки на коллекторах СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 при средней за отопительный период температуре наружного воздуха

Наименование	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
СТЭЦ-1							
Тепловая нагрузка на коллекторах, пересчитанная на расчетную температуру наружного воздуха, Гкал/ч	318	159	259	159	125	244	318
Тепловая нагрузка на коллекторах, пересчитанная на среднюю температуру наружного воздуха, Гкал/ч	145	85	125	85	72	112	145
Нагрузка потребителей пара, Гкал/ч	34	34	34	34	34	34	34
Располагаемая тепловая мощность турбоагрегатов, Гкал/ч	156	156	156	156	156	156	156
Процент загрузки турбоагрегатов по располагаемой тепловой мощности, %	100	76	100	76	68	94	100
СТЭЦ-2							
Тепловая нагрузка на коллекторах, пересчитанная на расчетную температуру наружного воздуха, Гкал/ч	616	775	675	775	665	690	616

Наименование	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
Тепловая нагрузка на коллекторах, пересчитанная на среднюю температуру наружного воздуха, Гкал/ч	267	328	287	328	286	300	267
Располагаемая тепловая мощность турбоагрегатов, Гкал/ч	390	390	390	390	390	390	390
Процент загрузки турбоагрегатов по располагаемой тепловой мощности, %	68	84	74	84	73	77	68
СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2							
Тепловая нагрузка на коллекторах, пересчитанная на расчетную температуру наружного воздуха, Гкал/ч	934	934	934	934	790	934	934
Тепловая нагрузка на коллекторах, пересчитанная на среднюю температуру наружного воздуха, Гкал/ч	412	412	412	412	357	412	412
Нагрузка потребителей пара, Гкал/ч	34	34	34	34	34	34	34
Располагаемая тепловая мощность турбоагрегатов, Гкал/ч	546	546	546	546	546	546	546
Процент загрузки турбоагрегатов по располагаемой тепловой мощности, %	77	82	81	82	72	82	77

Из таблицы видно, что уровень теплофикации ТЭЦ, при средней за отопительный период температуре, в варианте 5 ниже, чем в остальных, поскольку вариант 5 предполагает передачу значительной части тепловой нагрузки, на новую котельную на острове Ягры. Варианты 1, 3 и 7 предполагают в данных режимах использование водогрейных котлов, либо РОУ для выработки тепловой энергии. В вариантах 2, 4 и 6, при средней за отопительный период температуре наружного воздуха, обеспечивается выработка всей тепловой энергии турбоагрегатами, загрузка турбоагрегатов по тепловой нагрузке в данных вариантах оптимальна.

4.5 Техничко-экономические показатели работы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 по вариантам

В таблице 4-5 представлены технико-экономические показатели работы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 по рассматриваемым вариантам.

Таблица 4-5 – Сводные технико-экономические показатели работы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

Параметры	Ед. измерения	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
СТЭЦ-1								
Отпуск электроэнергии	тыс. кВт*ч	289040	289040	289040	289040	241628	289040	327 908
Отпуск тепловой энергии	Гкал	1220400	697777	1030481	697777	599273	981958	1 212 326
Расход топлива, т.ч.	т.у.т.	267389	201412	243996	201412	179572	239698	289 459
Расход природного газа	т.у.т.	267389	201412	243996	201412	179572	239698	289 259
	тыс.м ³	231506	174383	211252	174383	155474	207530	249 424
Расход мазута	т.у.т.	0	0	0	0	0	0	200
	т.	0	0	0	0	0	0	148
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г.у.т./кВт*ч	349,6	370,2	356,8	370,2	384,3	360,8	364,9
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	136,3	135,3	136,7	135,3	144,7	137,9	140,1
СТЭЦ-2								
Отпуск электроэнергии	тыс. кВт*ч	1204665	1204665	1204665	1204665	1245343	1204665	1 225 872
Отпуск тепловой энергии	Гкал	1924926	2447549	2114845	2447549	2139692	2163368	1 789 074
Расход топлива, т.ч.	т.у.т.	644830	707999	666079	707999	681929	670309	624 460
Расход природного газа	т.у.т.	644376	705901	665115	705901	681126	668418	622 679
	тыс.м ³	557902	611169	575858	611169	589720	578717	536 926
Расход мазута	т.у.т.	453	2099	964	2099	803	1890	1 781
	т.	333	1542	708	1542	590	1389	1 303
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г.у.т./кВт*ч	305,5	298,6	302,4	298,6	301,2	301,6	317,4
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	143,8	142,3	142,7	142,3	143,4	141,9	131,6
Суммарно по СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2								
Отпуск электроэнергии	тыс. кВт*ч	1493705	1493705	1493705	1493705	1486971	1493705	1 575 100
Отпуск тепловой энергии	Гкал	3145326	3145326	3145326	3145326	2738965	3145326	2 954 900
Потребленное топливо ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2	т.у.т.	912218	909411	910075	909411	861502	910007	928 400
Расход природного газа	т.у.т.	911765	907312	909112	907312	860699	908116	925 900
	тыс.м ³	789407	785552	787110	785552	745194	786248	798 103
Расход мазута	т.у.т.	453	2099	964	2099	803	1890	2 500
	т.	333	1542	708	1542	590	1389	1 831
Средневзвешенный удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г.у.т./кВт*ч	314,1	312,2	312,9	312,2	314,7	313,1	327,4

Параметры	Ед. измерения	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6	Вариант 7
Средневзвешенный удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	140,9	140,8	140,8	140,8	143,6	140,7	135,0

По результатам расчета технико-экономических показателей на перспективу, по эффективности, варианты имеют сопоставимые технико-экономические показатели, за исключением варианта 5, который имеет значительно меньшую эффективность. Наилучшие технико-экономические показатели в вариантах 2, 3, 4, 6, 7.

4.6 Оценка необходимых инвестиций для реалии мероприятий по вариантам

В таблице 4-6 представлены данные о необходимых мероприятиях в части водогрейных мощностей и перераспределения нагрузки при реализации каждого из вариантов, а также приведены необходимые объемы инвестиций для их реализации. Стоимости мероприятий приведены в ценах соответствующих лет.

Таблица 4-6 – Мероприятия по вариантам развития системы теплоснабжения и необходимый объем инвестиций для их реализации

Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4		Вариант 5		Вариант 6		Вариант 7	
Мероприятие	Стоимость мероприятия я, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия я, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия я, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия я, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия я, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия я, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия я, тыс. руб.
Источники тепловой энергии													
Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами, мощностью 200 Гкал/ч	1 382 192	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	12 939	Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 2 водогрейными котлами, мощностью 100 Гкал/ч	722 211	Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа.	672 020	Строительство на острове Ягры газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами, мощностью 200 Гкал/ч	1 319 962	Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами, мощностью 200 Гкал/ч	1 382 192	Строительство на ТЭЦ-1 водогрейной котельной суммарной мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч), в составе четырех 4 водогрейных котлов, единичной мощностью 50 Гкал/ч.	2 691 128
Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа.	672 020	–	–	Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа.	672 020	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	12 939	Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа.	672 020	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	12 939	–	–
На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180	132 481	–	–	На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180	132 481	На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180	132 481	На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180	132 481	–	–	–	–
Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	12 939	–	–	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	12 939	–	–	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	12 939	–	–	–	–
Тепловые сети													
Реконструкция теплосетевой переемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м, с заменой запорной арматуры на подающем и обратных трубопроводах с Ду500 на Ду800.	6792	Реконструкция теплосетевой переемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м, с заменой запорной арматуры на подающем и обратных трубопроводах с Ду500 на Ду800.	6792	Реконструкция теплосетевой переемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м, с заменой запорной арматуры на подающем и обратных трубопроводах с Ду500 на Ду800.	6792	Реконструкция теплосетевой переемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м, с заменой запорной арматуры на подающем и обратных трубопроводах с Ду500 на Ду800.	6792	Реконструкция теплосетевой переемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м, с заменой запорной арматуры на подающем и обратных трубопроводах с Ду500 на Ду800.	6792	Реконструкция теплосетевой переемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м, с заменой запорной арматуры на подающем и обратных трубопроводах с Ду500 на Ду800.	6792	Реконструкция теплосетевой переемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м, с заменой запорной арматуры на подающем и обратных трубопроводах с Ду500 на Ду800.	6792
Реконструкция тепломатриалы «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м	133 554	Реконструкция тепломатриалы «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м	133 554	Реконструкция тепломатриалы «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м	133 554	Реконструкция тепломатриалы «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м	133 554	Реконструкция тепломатриалы «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м	133 554	Реконструкция тепломатриалы «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м	133 554	Реконструкция тепломатриалы «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850м	133 554

Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4		Вариант 5		Вариант 6		Вариант 7	
Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.	Мероприятие	Стоимость мероприятия, тыс. руб.
Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А ($G_{\text{нп}}=2200 \text{ т/ч}$)	85 035	Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж ($G_{\text{нп}}=10100 \text{ т/ч}$, $G_{\text{обп}}=9200 \text{ т/ч}$)	303 217	Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А ($G_{\text{нп}}=2600 \text{ т/ч}$, $G_{\text{обп}}=1900 \text{ т/ч}$)	178 417	Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж ($G_{\text{нп}}=10100 \text{ т/ч}$, $G_{\text{обп}}=9200 \text{ т/ч}$)	303 217	Строительство участка теплосети от новой котельной до ТК-4Я диаметром Ду800 протяженностью 200м	35 063	Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А ($G_{\text{нп}}=2600 \text{ т/ч}$, $G_{\text{обп}}=2000 \text{ т/ч}$)	178 417	-	-
		Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ТП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе	3 215			Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ТП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе	3 215	Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А ($G_{\text{нп}}=2700 \text{ т/ч}$, $G_{\text{обп}}=1800 \text{ т/ч}$)	178 417			-	-
		Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах.	6 417			Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах.	6 417					-	-
Всего	2 425 013	Всего	466 135	Всего	1 858 414	Всего	1 270 636	Всего	2 491 228	Всего	1 713 894	Всего	2697920

4.7 Выбор приоритетного варианта развития систем теплоснабжения города

Выбор приоритетного варианта развития систем теплоснабжения города, и варианта реконструкции СТЭЦ-1 производится по следующим критериям:

- Надежность и качество теплоснабжения потребителей;
- Объем инвестиций необходимый для реализации проекта;
- Техничко-экономические показатели работы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2;
- Оптимальная загрузка турбоагрегатов СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.

Вариант 1 имеет высокую стоимость реализации (выше в вариантах 5 и 7), кроме того не обеспечивает оптимальную загрузку турбоагрегатов, в наиболее длительных режимах работы, поскольку на СТЭЦ-1 в период средних температур часть тепловой мощности придется обеспечивать за счет РОУ либо водогрейных котлов. К положительным моментам данного варианта следует отнести минимальные затраты в тепловые сети и сооружения на них, а так же наличие значительных резервов мощности. Вариант имеет средние технико-экономические показатели.

Вариант 2, с учетом перспективного прироста нагрузки до 2040, не может быть рассмотрен к реализации ввиду недостаточности тепловой мощности для обеспечения потребителей в период наиболее низких температур. При выходе самого большого агрегата из строя дефицит мощности составит 110 Гкал/ч. Дефициты мощности не могут быть компенсированы ТЭЦ-2, поскольку на ТЭЦ-2 в данном варианте также отсутствуют резервы. При этом вариант 2 может рассматриваться как первый этап реализации модернизации системы теплоснабжения.

Вариант 3 имеет среднюю стоимость реализации. Вариант не обеспечивает оптимальную загрузку турбоагрегатов при средней за отопительный период температуре наружного воздуха, турбины ТЭЦ-1 загружены на 100%, что не позволяет регулировать электрическую нагрузку без дополнительных тепловых мощностей (РОУ, либо водогрейных котлов). Вариант предусматривает значительные резервы мощности в рабочем режиме, но при выходе из строя самого большого агрегата – водогрейного котла ПТВМ-180 в период наиболее низких температур наружного воздуха присутствует дефицит мощности, который не может быть компенсирован мощностями СТЭЦ-2.

Вариант 4 имеет низкую стоимость реализации, относительно других вариантов. Распределение нагрузки между ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 обеспечивает оптимальную загрузку турбоагрегатов в большинстве режимов. Вариант имеет лучшие технико-экономические показатели. В варианте предполагается наличие резерва тепловой мощности как на ТЭЦ-1, так и на ТЭЦ-2. В случае выхода из строя самого большого агрегата – водогрейного котла ПТВМ-180 при минимальных температурах наружного воздуха по системе теплоснабжения

присутствует небольшой дефицит мощности, который находится в допустимых пределах.

Вариант 5 имеет высокую стоимость реализации, распределение нагрузок между источниками тепловой энергии не обеспечивает оптимальную загрузку турбоагрегатов ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, имеет худшие технико-экономические показатели среди рассматриваемых вариантов. Резервы тепловой мощности присутствуют на всех источниках тепловой энергии.

Вариант 6 имеет среднюю стоимость реализации, распределение нагрузки между ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 обеспечивает оптимальную загрузку турбоагрегатов, имеются резервы тепловой мощности как на ТЭЦ-1, так и на ТЭЦ-2, технико-экономические показатели на приемлемом уровне.

Вариант 7 обеспечивает максимальный резерв тепловой мощности, оптимальную загрузку турбоагрегатов, в наиболее длительных режимах работы, поскольку на СТЭЦ-1 в период средних температур часть тепловой мощности придется обеспечивать за счет РОУ либо водогрейных котлов. К положительным моментам данного варианта следует отнести также минимальные затраты в тепловые сети и сооружения на них.

По совокупности показателей в качестве приоритетного варианта рекомендуется к реализации **вариант 7**.

Для оптимизации инвестиций и перераспределения их части на более поздний период на первом этапе предполагается реализация следующих мероприятий:

- установка турбоагрегата ПТ-30/40-8,8/13 ст.№7 с генератором (вместо ст.№2);
- комплексная замена котлоагрегатов ПК-10-2 ст.№5 и ст.№6 на 2 котла Е-160-9,8ГМ (с трубопроводами связи) ст.№11 и ст.№12;
- вывод из эксплуатации ПТ-30-90/10 ст.№3;
- установка турбоагрегата ПТ-30/40-8,8/13 ст.№8 с генератором (вместо ст.№3);
- комплексная замена котлоагрегатов ПК-10-2 ст.№4 на котел Е-160-9,8ГМ ст.№10 (с трубопроводами связи);
- строительство Водогрейной котельной мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч).

В таблице 4-7 представлен список необходимых мероприятий и скорректированный объем инвестиций, необходимый для реализации мероприятий, с учетом этапов их реализации. Стоимости мероприятий представлены в ценах соответствующих лет.

Таблица 4-7 – Инвестиции в реализацию мероприятий по выбранному варианту развития

Мероприятие	Объем инвестиций, тыс. руб.				Стоимость мероприятия, тыс. руб.
	2014-2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	
Техническое перевооружение Северодвинской ТЭЦ-1	2 524 246	158 045	970 289	2 379 790	6 032 370
Прокладка кабельной линии КЛ-110кВ	8 144	0	5 579	342 810	356 533

Мероприятие	Объем инвестиций, тыс. руб.				Стоимость мероприятия, тыс. руб.
	2014-2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	
Строительство Водогрейной котельной мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч)	0	103 641	267 820	2 319 667	2 691 128
Всего	2 532 390	261 686	1 243 688	5 042 267	9 080 031

4.8 Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения.

В таблице 4-8 представлен сценарий развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы системы теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии.

Таблица 4-8 – Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения

№ п/п	Описание аварийной ситуации	Причина возникновения аварийной ситуации	Возможные характеристики развития аварии и последствия	Действия при ликвидации последствий аварийных ситуаций
1	Остановка работы источника тепловой энергии, ЦТП, насосной станции	Прекращение подачи электроэнергии	Прекращение циркуляции в системах теплоснабжения потребителей, понижение температуры в зданиях, возможное размораживание наружных тепловых сетей и внутренних отопительных систем	Информирование об отсутствии электроэнергии ЕДДС, электросетевой организации. Перевод тепловой нагрузки на другой источник. Переход на резервный или автономный источник электроснабжения (второй ввод, дизель-генератор). При длительном отсутствии электроэнергии организация ремонтных работ по предотвращению размораживания силами персонала теплоснабжающей организации и организациями, осуществляющих управление многоквартирными жилыми домами
2	Ограничение работы источника тепловой энергии, ЦТП	Прекращение подачи холодной воды на источник тепловой энергии, ЦТП	Ограничение циркуляции теплоносителя в системах теплоснабжения, понижение температуры воздуха в зданиях	Информирование об отсутствии холодной воды водоснабжающей организации, ЕДДС. Перевод тепловой нагрузки на другой источник. При длительном отсутствии подачи воды и открытой системе горячего водоснабжения, прекращение горячего водоснабжения, организация ремонтных работ и необходимых мер по предотвращению размораживания силами теплоснабжающей организации и организациями, осуществляющих управление многоквартирными жилыми домами
3	Не выдерживание нагрева воды на источнике тепловой энергии	Прекращение подачи топлива, выход из строя единицы оборудования	Ограничение (прекращение) подачи нагретой воды в системы теплоснабжения, понижение температуры воздуха в зданиях	Информирование о прекращении подачи топлива газоснабжающей организации, ЕДДС. Перевод тепловой нагрузки на другой источник. Выполнение переключений на резервное оборудование, топливо. При длительном отсутствии подачи газа, отсутствии резервного топлива и оборудования организация ремонтных работ по предотвращению размораживания силами теплоснабжающей организации и организациями, осуществляющих управление многоквартирными жилыми домами
4	Полное прекращение циркуляции в магистральном трубопроводе тепловой сети	Разрушение трубопровода, выход из строя запорной арматуры	Прекращение циркуляции в части системы теплоснабжения, понижение температуры в зданиях, возможное размораживание наружных тепловых сетей и внутренних отопительных систем	Организация переключения теплоснабжения поврежденного участка от другого участка тепловых сетей (через секционирующую арматуру). Оптимальную схему теплоснабжения населенного пункта (части населенного пункта) определить с применением электронного моделирования. При длительном отсутствии циркуляции организовать ремонтные работы по предотвращению размораживания силами теплоснабжающей организации и организаций, осуществляющих управление многоквартирными жилыми домами

Порядок действия по ликвидации аварийных ситуаций в системе теплоснабжения города Северодвинска с учетом взаимодействия тепло-, электро-, водоснабжающих организаций, потребителей тепловой энергии и служб жилищно-коммунального хозяйства отображен в инструкции «Взаимодействие диспетчерских служб Северодвинских городских тепловых сетей ПАО «ТГК-2», Управляющих компаний, предприятий и учреждений города, единой дежурной диспетчерской службы (ЕДДС) Северодвинска при проведении ремонтных работ и устранении аварийных ситуаций в системе теплоснабжения».

В качестве инструмента для решения задач с применением электронного моделирования ликвидации последствий аварийных ситуаций в городе Северодвинске используется электронная модель, созданная в программно-расчетном комплексе Zulu (разработчик ООО «Политерм», г. Санкт-Петербург) в составе геоинформационной системы Zulu и расчетного модуля ZuluThermo.

Задачи, решаемые с применением электронного моделирования ликвидации последствий аварийных ситуаций, относятся к процессам эксплуатации системы теплоснабжения, диспетчерскому и технологическому управлению системой и включает в себя:

- моделирование изменений гидравлического режима при аварийных переключениях и отключениях;
- формирование рекомендаций по локализации аварийных ситуаций и моделирование последствий выполнения этих рекомендаций;
- формирование перечней и сводок по отключаемым абонентам;
- иную информацию, необходимую для электронного моделирования ликвидации последствий аварийных ситуаций.

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

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

Схемой теплоснабжения предусмотрено обеспечение перспективных потребителей от существующих источников тепловой энергии, либо от индивидуального теплоснабжения. Строительство новых источников централизованного теплоснабжения не предусмотрено.

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

Реконструкция источников тепловой энергии, для обеспечения перспективной тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии Схемой теплоснабжения не предусмотрено

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

Схемой теплоснабжения планируется техническое перевооружение и модернизация основного оборудования СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.

В период до 2026 года ПАО «ТГК-2» планирует провести техническое перевооружение Северодвинской ТЭЦ-1, предусматривающую установку двух турбин ПТ-30/40-8,8/1,3 по 30 МВт и трех паровых энергетических котлов Е-160-9,8-540ГМ и строительство водогрейной котельной мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч). Основным топливом оборудования запроектирован природный газ, резервным мазут.

Характеристики основного оборудования СТЭЦ-1 после реконструкции приведены в таблицах 5-1 и 5-2.

Таблица 5-1 – Характеристики вводимого в эксплуатацию котельного оборудования СТЭЦ-1

Ст. №	Тип	Производительность т/час	Температура перегретого пара, °С	Давление пара кгс/см ²	Завод изготовитель	Ввод в эксплуатацию	Основное топливо
10	Е-160-9,8-540ГМ	160	540	100	БКЗ	2025г.	Природный газ
11	Е-160-9,8-540ГМ	160	540	100	БКЗ	2025г.	Природный газ

Ст. №	Тип	Производительность т/час	Температура перегретого пара, °С	Давление пара кгс/см ²	Завод изготовитель	Ввод в эксплуатацию	Основное топливо
12	Е-160-9,8-540ГМ	160	540	100	БКЗ	2025г.	Природный газ
	Водогрейная котельная мощностью 240 МВт (206,4 Гкал/ч)					2025 г.	газ

Таблица 5-2 – Характеристики вводимого в эксплуатацию турбинного оборудования СТЭЦ-1 после реконструкции

Ст. №	Тип	Ввод в эксплуатацию	Номинальная электрическая мощность	Номинальная тепловая мощность, Гкал/ч	
				П-отбор	Т-отбор
7	ПТ-30/40-8,8/1,3	2025 г.	30	32	46
8	ПТ-30/40-8,8/1,3	2025 г.	30	32	46

После ввода нового оборудования планируется вывод из эксплуатации всех старых энергетических котлов и турбин. После ввода в эксплуатацию турбины ст. № 7 будет выведен из эксплуатации турбоагрегат ст.№ 3.

В 2022 году ПАО «ТГК-2» подало в Министерство энергетики РФ Заявление поставщика-участника оптового рынка о необходимости модернизации (реконструкции) или строительства генерирующих объектов тепловых электростанций в неценовой зоне оптового рынка, согласно которому в рамках программы ДПМ неценовой зоны предполагается модернизация оборудования СТЭЦ-1 в объеме строительства 3-х газовых котлоагрегатов и 2 паровых турбин.

Источник возврата вложенных инвестиций - надбавка в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов тепловых электростанций, модернизированных, реконструированных и (или) построенных на территориях неценовых зон оптового рынка (в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 №1172 «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»

На сегодняшний день модернизация СТЭЦ-1 ведется в рамках инвестиционной программы ПАО «ТГК-2».

Также на СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 предусмотрен ряд мероприятий по техническому перевооружению и модернизации основного и вспомогательного оборудования, а также энергосбережению в рамках инвестиционной программы до 2025 года.

Мероприятия по СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2, а так же сроки их реализации и необходимые для их реализации инвестиции представлены в таблице 5-3.

Таблица 5-3 – Планируемые мероприятия по реконструкции и модернизации основного и вспомогательного оборудования СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2
 Затраты на реализацию мероприятий по техническому перевооружению оборудования на Северодвинской ТЭЦ №1, тыс. руб. (без НДС)

№ п.п.	Наименование мероприятий	Объем, вид, место, расположение (цель, реализовано)	Описание и место расположения объекта	Основные технические характеристики				Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Расходы на реализацию мероприятий, тыс. рублей (без НДС)								
				Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя				в т.ч. по годам								
						до реализации мероприятия	после реализации мероприятия			2023	в т.ч. на электроэнергию	в т.ч. на теплоэнергию	2024	в т.ч. на электроэнергию	в т.ч. на теплоэнергию	2025	в т.ч. на электроэнергию	в т.ч. на теплоэнергию
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
3.2.143	Техническое перевооружение Северодвинской ТЭЦ-1, в том числе:	Повышение надежности, качества и эффективности энергообеспечения	СТЭЦ-1	Установленная мощность	МВт	150/578	60/576	2019	2025	261686	89785	171901	1 243 688	546 974	696 714	5 042 267	1 485 896	3 556 371
	Строительство водогрейной котельной г. Северодвинск	Обеспечение надежности и качества теплообеспечения	СТЭЦ-1	Установленная мощность	МВт	0	240/206,4	2023	2025	103641	0	103641	267820	0	267820	2 320912		2320912
3.2.59	Модернизация лифта грузопотока г/п 1000 кг, рег. №28304	Улучшение условий работы персонала	СТЭЦ-1	Грузоподъемность	кг.	1000	1000	2024	2024	0	0	0	7 213	4 043	3 170	0	0	0
3.2.60	Модернизация лифта пассажирского г/п 320 кг, рег. №57231	Улучшение условий работы персонала	СТЭЦ-1	Грузоподъемность	кг.	320	400	2025	2025	0	0	0	0	0	0	14 208	7 964	6 244
3.2.78	Модернизация станочного парка ремонтно-механических мастеровых СТЭЦ-1	Обеспечение ремонтных работ	СТЭЦ-1	количество	шт.	1	3 трехваловая диагностическая машина	2024	2025	0	0	0	2 179	1 221	958	7 499	4 203	3 296
3.2.84	Повышение антитеррористической защищенности и технической укомплектованности Северодвинской ТЭЦ-1 (СТЭЦ-1)	Обеспечение безопасности	СТЭЦ-1	досмотровая площадка, блокнотатор	шт	0	1	2018	2024	963	547	416	1	0,6	0,4	0	0	0
3.2.85	Реконструкция здания ула ступеня (СТЭЦ-1)	Обеспечение сохранности здания	СТЭЦ-1	огражающие конструкции, охранная сигнализация	шт	0	1	2019	2024	4889	2777	2112	16 344	9 161	7 183	0	0	0
3.2.96	Модернизация ОБ-4-2 с заменой трубной системы с применением труб ЛА-77-2	Повышение надежности	СТЭЦ-1	материал трубной системы подогревателя	материал	Л-68	ЛА-77-2	2023	2024	1076	611	465	64	36	28	0	0	0
3.2.98	Устройство локальной системы оповещения	Обеспечение безопасности	СТЭЦ-1	система оповещения	шт	0	1	2022	2024	2806	1594	1212	1	0,6	0,4	0	0	0
4.1.22	Установка насосного регулирования привода насоса КНБ ст. №7	Повышение эффективности	СТЭЦ-1	Количество ЧРП насосов	шт	0	1	2023	2024	2091	1188	903	1	0,6	0,4	0	0	0
6.1	Создание системы обеспечения информационной безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры (СОИБ ЗО КИИ) (СТЭЦ-1)	Обеспечение безопасности	СТЭЦ-1		шт	0	1	2024	2024	0	0	0	7 161	4 014	3 147	0	0	0
6.16	Монтаж линий связи Северодвинской ТЭЦ-1	Повышение надежности	СТЭЦ-1		шт	0	1	2025	2025	0	0	0	0	0	0	444	249	195
3.2.95	Модернизация ОБ-1 с заменой трубной системы с применением труб ЛА-77-2 (СМГ)	Повышение надежности	СТЭЦ-1	материал трубок трубной системы подогревателя	материал	Л-68	ЛА-77-2	2024	2024	0	0	0	4 127	2 313	1 814	0	0	0
3.2.99	Модернизация ЭРУ-110 кВ с заменой оборудования ячейки (6 шт.)	Повышение надежности, обеспечение работы СТЭЦ-1	СТЭЦ-1	Тип	Тип	Воздушный, ВВН-110/6	Эксплуатационный, ЛТБ-145Д/В	2022	2025	17 793	10108	7685	18 997	10 648	8 349	19 909	11 159	8 750
3.2.100	Модернизация системы компенсации емкостных токов замыкания на землю в сети 10,5кВ с определением места замыкания и сигнализацией о замыкании	Повышение надежности, обеспечение работы СТЭЦ-1	СТЭЦ-1	Система компенсации емкостных токов	шт.	1	1	2024	2025	0	0	0	2 654	1 488	1 166	30 252	16 956	13 296
3.2.139	Проектирование, изготовление, монтаж, наладка, пуско-наладочные работы по модернизации системы компенсации емкостных токов замыкания на землю в сети 10,5кВ с определением места замыкания и сигнализацией о замыкании (СТЭЦ-1)	Повышение надежности, обеспечение работы СТЭЦ-1	СТЭЦ-1	Повышение надежности	Шт.	1	1	2023	2023	249	142	108	0	0	0	0	0	0

Затраты на реализацию мероприятий по техническому перевооружению оборудования на Северодвинской ТЭЦ-2, тыс. руб. (без НДС)

№ п/п	Наименование мероприятий	Обоснование необходимости (цель реализации)	Описание и место размещения объекта	Основные технические характеристики							Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. без НДС						
				Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя			2023	в т.ч. на электроэнергию			2024	в т.ч. на электроэнергию	2025	в т.ч. на электроэнергию	в т.ч. на тепловую энергию		
						до реализации мероприятия	после реализации мероприятия	2023											
																		2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
3.2.108	Модернизация электротехнической установки. Замена электротехнической установки СУУ-АМ ст. №2	Повышение надежности	СТЭЦ-2	количество, тип	шт.	СУУ-АМ	ЭА 6	2022	2023	679	375	305							
3.2.118	Модернизация противопожарного водопровода с переходом на полипропиленовые трубы (СТЭЦ-2)	надежность	СТЭЦ-2	количество	шт.	1	1	2023	2025	7049	3889	3160	0	0	0	4 989	2 899	2 090	
3.2.127	Устройство локальной системы оповещения СТЭЦ-2	Выполнение требований безопасности энергоснабжения	СТЭЦ-2	количество	шт.	0	1	2022	2023	3185	1757	1428							
3.2.130	Модернизация ОРУ-110 кВ с заменой выключателя 110кВ ОБ-110 и установкой новой панели защит выключателя	Повышение надежности	СТЭЦ-2	тип	тип	У-110	ВЭБ-110	2022	2024	17649	9737	7912	1300	755	545				
3.2.136	Ремонтная замена регулятора клапана РПК-100 и РПК-250	Повышение надежности	СТЭЦ-2	количество	шт.	1	1	2025	2025	0	0	0	0	0	0	5187	3014	2173	
3.2.141	Создание СКС (структурированной кабельной системы) СТЭЦ-2	Повышение надежности	СТЭЦ-2	количество	шт.	0	1	2023	2024	4253	2346	1907	2489	1446	1043				
3.2.145	Модернизация системы обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора (СОТНАССО) Северодвинской ТЭЦ-2 ПАО «ТГК-2» (ПИР) (СТЭЦ-2)	Повышение надежности	СТЭЦ-2	количество уровней	шт.	1	3	2025	2030	0	0	0	0	0	0	3 245	1 885	1 360	
4.1.23	Установка водоводных теплообменников для подогрева водопроводной воды обратной сетевой воды	Повышение эффективности	СТЭЦ-2	количество	шт.	0	1	2023	2024	1280	706	574	14766	8579	6187				
4.1.24	Установка частотно-регулируемого привода на питательные электронасосы ПЭН-3,4 СТЭЦ-2	Повышение эффективности	СТЭЦ-2	Количество ЧРП насосов	шт.	0	2	2023	2024	1142	630	512	45049	26174	18876				
4.1.26	Модернизация регенеративного воздухоподогревателя К/А ст.№4 с заменой изоляции холодильного слоя на интенсифицированную (СТЭЦ-2)	Повышение надежности	СТЭЦ-2	тип		эмальрованная	интенсифицированная ошала	2024	2025	0	0	0	0	0	0	25 486	14 808	10 679	
6.2	Создание системы обеспечения информационной безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры (СОИБ ЗО КИИ) (СТЭЦ-2)	Обеспечение безопасности	СТЭЦ-2					2024	2024	0	0	0	7161	4161	3001				
6.13	Реконструкция ОПО «Площадка подсобного хозяйства Северодвинской ТЭЦ-2» со снижением количества опасных веществ (ПИР) (СТЭЦ-2)	Повышение надежности	СТЭЦ-2	количество	ти	949,57	198,18	2025	2025	0	0	0	0	0	0	2229	1295	934	
6.14	Техническое перевооружение объекта «Топливное хозяйство Северодвинской ТЭЦ-2» со снижением количества опасных веществ (ПИР) (СТЭЦ-2)	Повышение надежности	СТЭЦ-2	количество	ти	71000	42083,6	2025	2025	0	0	0	0	0	0	2796	1624	1171	
6.17	Монтаж линий связи Северодвинской ТЭЦ-2	Повышение надежности	СТЭЦ-2					2024	2024	0	0	0	475	276	199				

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

СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 работают на единую систему теплоснабжения, совместная работа прочих источников Схемой теплоснабжения не предусмотрена.

5.5 Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае, если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно

Схемой теплоснабжения не предусмотрен вывод из эксплуатации источников тепловой энергии.

5.6 Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для каждого этапа

При разработке Схемы теплоснабжения не выявлено котельных, для которых можно было бы рекомендовать реконструкцию с установкой оборудования для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.

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

Схема теплоснабжения городского округа Архангельской области «Северодвинск» не предусматривает перевода котельных в пиковый режим, ввиду отсутствия данных объектов в зонах действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

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

Схемой теплоснабжения не предусмотрено перераспределение нагрузок между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 в рамках реконструкции СТЭЦ-1.

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

Тепловая энергия от источников ПАО «ТГК-2» отпускается к потребителям

централизованной системы теплоснабжения г. Северодвинска по температурному графику 114,6/70 °С качественного регулирования.

Тепловая энергия от источников МПЖРЭП Северодвинска – котельных на ул. Водогон и в с. Нёнокса отпускается потребителям по температурному графику 95/70 °С качественного регулирования.

Тепловая энергия от котельной п. Белое Озеро отпускается потребителям по температурному графику 95/70 °С качественного регулирования.

Температурные графики отпуска тепловой энергии подробно рассмотрены в разделе 1.3.6 Книги 1 Обосновывающих материалах к схеме теплоснабжения (шифр документа ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.001.000.А-2025)

Оснований для пересмотра существующих температурных графиков по остальным системам теплоснабжения нет, поскольку изменений в системах теплоснабжения требующих пересмотра температурных графиков схемой теплоснабжения не предусмотрено.

5.10 Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности с предложениями по утверждению срока ввода в эксплуатацию новых мощностей

В разделе 2 представлены перспективные тепловые мощности каждого источника, а также рассмотрены сведения о наличии резервов располагаемой тепловой мощности на каждом из тепловых источников городского округа Архангельской области «Северодвинск». Приведенные в разделе 2 балансы обосновывают предложения по величине перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии.

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

В Схеме теплоснабжения ввод новых и реконструкция существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива не предусмотрено.

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

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

В рамках реконструкции СТЭЦ-1 не предполагается мероприятий по перераспределению тепловой нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.

6.2 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку

Схемой теплоснабжения предусмотрены мероприятия по строительству новых тепловых сетей от источников ПАО «ТГК-2» для подключения новых потребителей. Участки, предполагаемые к строительству с указанием необходимых объемов инвестиций представлены в таблице 6-1.

Таблица 6-1 Участки теплосетей, запланированные к строительству в 2024-2025 годах для подключения новых потребителей

№ п/п	Наименование объекта	Протя- женность трассы, м.	Наружный диаметр тр- дов, мм	Тип прокладки	Период реализации мероприятий	Объемы инвестиций, тыс. руб. без НДС
1. Объекты присоединения с нагрузкой до 0,1 Гкал/ч						
1.1	Строительство теплотрассы от ТК-3/107 до ГЗУ г. Северодвинск, в районе ул. Народная, д. 10 (Соколов М. А.) СГТС	97,3	57	б/канал	2024	1 052,7
1.2	«Строительство теплотрассы до ИЖД по адресу: улица Народная, 10, Кадастровый № ЗУ 29:28:101107:518 (Антропов Дмитрий Павлович)	2,5	57	б/канал	2024	194
1.3	Строительство теплотрассы до ГЗУ ИЖД, ул. Народная, д. 8. (Царькова А.В.)	25,0	57	б/канал	2024	235
1.4	«Строительство теплотрассы от точки врезки до ГЗУ по адресу: г. Северодвинск, в районе ул. Звездная, д. 3 (ИП Бичурин А.Н.) СГТС»	37,8	57	б/канал	2024	1 307,3
1.5	Строительство теплотрассы от ТК-7Ж до ГЗУ г. Северодвинск, по проезду Узловому в районе КСКМ (Оганесян В. А.)	33,0	57	надземная	2024	517

№ п/п	Наименование объекта	Протя- женность трассы, м.	Наружный диаметр тр- лов, мм	Тип прокладки	Период реализации мероприятий	Объемы инвестиций, тыс. руб. без НДС
1.6	Строительство теплотрассы от ТК-2/52 до ГЗУ с кадастровым номером 29:28:106052:44 по адресу: г. Северодвинск, ул. Парковая, д. 25 (ИП Привалов К. В.) СГТС	5,0	57	б/канал	2024	198
1.7	«Строительство теплотрассы от точки присоединения до ГЗУ с кадастровым №29:28:112215:459, (ИП Тимченко А. Ю.) СГТС»	5,0	57	б/канал	2024	198
1.8	Строительство теплотрассы от ТК-1/42 до МЖД-2, ул. Советская / ул. Пионерская на земельном участке с кадастровым номером 29:28:102042:2 (ООО СЗ «СУ «СМК») СГТС	20,0	57	канальная	2024	2 480,7
1.9	Строительство теплотрассы от ТК-3/167 до ГЗУ с кадастровым номером 29:28:104167:40 в районе пр. Победы, 51 (Полозов А.С.) СГТС	12,0	57	б/канал	2024	1 387,2
1.10	«Строительство теплотрассы от ТК на участке теплосети от ТК-1/31 до ТК-2/31 до ГЗУ с кадастровым номером 29:28:102031:579 по адресу ул. Первомайская, в районе д. 21 (Ковалев Алексей Владимирович) СГТС»	5,0	57	б/канал	2024	995,9
1.11	«Строительство теплотрассы до здания ФОК расположенного по адресу: г. Северодвинск, ул. Железнодорожная, 1А (Лазарева Е.В.)	46,1	57	канал	2024	725
1.12	«Строительство теплотрассы от ТК-8/89 до ГЗУ с кадастровым номером 29:28:103089:9 по адресу: Архангельская область, г. Северодвинск, Архангельское шоссе, д. 77, стр. 2 (ООО «Арко-М») СГТС»	5,0	57	б/канал	2024	221
2. Объекты присоединения с нагрузкой от 0,1 до 1,5 Гкал/ч						
2.1	«Строительство теплотрассы от ТК-1/204 до МЖД по адресу: ул. Гоголя, д. 4 кадастровый номер ЗУ 29:28:112204:7 (ООО «СЗ «Кронекс Девелопмент») СГТС»	17,4	76	канальная	2024	3 576
2.2	«Строительство теплотрассы от ТК-1/168 до МЖД по адресу: ул. Победы, ЗУ с кадастровым номером 29:28:104167:84 (1 этап строительства)» (ООО СЗ «Победа») СГТС»	95,0	159, 108	канальная	2024	8 572,4

№ п/п	Наименование объекта	Протя- женность трассы, м.	Наружный диаметр тр- дов, мм	Тип прокладки	Период реализации мероприятий	Объемы инвестиций, тыс. руб. без НДС
2.3	«Строительство теплотрассы от ТК-4/204 до МЖД по адресу: ул. Корабельная, д. 13, на ЗУ с кадастровым номером 29:28:112204:5 (ООО СЗ «Интех-девелопмент») СГТС»	60,0	76	канальная	2024	3 991,7
2.4	«Строительство теплотрассы от точки присоединения до МЖД по адресу: ул. Ленина, в районе д. 15/50, на ЗУ с кадастровым номером 29:28:102008:422 (ООО «СпецСтройПроект») СГТС»	20,0	89	канальная	2024	2 322,9
2.5	«Строительство теплотрассы от ТК на участке теплосети от ТК-1/17 до ТК-3/17 до МЖД по адресу: ул. Республиканская, д. 17а, на ЗУ с кадастровым номером 29:28:102017:372 (ООО «Группа компаний «Призма») СГТС»	7,5	76	канальная	2024	1 403
2.6	«Строительство теплотрассы от ТК на участке теплосети от ТК-6/85 до ТК-8/85 до МЖД по адресу: ул. Крымская, на ЗУ с кадастровым номером 29:28:103075:3513 (ООО "СЗ "Прайм Инвест") СГТС»	35	108	канальная	2024	3 334,2
2.7	Строительство теплотрассы от ТК-2/207 до МЖД (1, 2 этапы строительства), ул. Мира д.5 в границах земельного участка с кадастровым номером 29:28:112207:37, 29:28:112207:2081 (ООО СЗ «Мир») СГТС	216,4	133, 108	канальная	2024	Определяется по результатам разработки ПСД
2.8	«Строительство теплотрассы от ТК 4/84 до границы земельного участка ул. К. Маркса д.69» (ООО «Калина») СГТС	40,0	108	канальная	2024	1 031
2.9	Строительство теплотрассы от ТК-1/42 до МЖД-1, ул. Советская / ул. Пионерская на земельном участке с кадастровым номером 29:28:102042:2 (ООО СЗ «СУ «СМК») СГТС	125	108, 89	канальная	2024	Определяется по результатам разработки ПСД
2.10	«Строительство теплотрассы от ТК-7Н до ГЗУ с кадастровым номером 29:28:101101:605 на территории стадиона "Север" (ООО "Строй Центр") СГТС»	18,7	108	б/канал	2024	420,8

№ п/п	Наименование объекта	Протя- женность трассы, м.	Наружный диаметр тр- дов, мм	Тип прокладки	Период реализации мероприятий	Объемы инвестиций, тыс. руб. без НДС
2.11	«Строительство теплотрассы от ТК-54/209 до МЖД (2 этап строительства) ул. Октябрьская, на ЗУ с кадастровым номером 29:28:112209:4120 (ООО "СЗ "Оконт") СГТС»	121,9	219, 133	канал	2024	13 376,9
2.12	«Строительство теплотрассы на участке теплосети от ТК-10/167 до МЖД 38-И, 39-И в квартале 167 г.Северодвинска», расположенных по адресу: Архангельская область, г. Северодвинск, ул. Набережная р. Кудьма, кадастровый номер ЗУ 29:28:104167:3382 (АО "ПО Севмаш"/ООО "Строй Центр") СГТС»	375	133, 108, 89, 76	канал	2024-2025	15 041,8
3. Объекты присоединения с нагрузкой свыше 1,5 Гкал/ч						
3.1	«Строительство теплотрассы от ТК-1/168 до МЖД по адресу: г. Северодвинск, в районе пр. Победы, д. 43 на ЗУ с кад. номером 29:28:104167:85» (ООО «Специализированный застройщик «СоюзАрхПром») СГТС (3 очередь)	30	89	канальная	2024	1 500
3.2	«Строительство теплотрассы от ТК на участке теплосети от ТК-3В до ТК-4В до МЖД ул. Железнодорожная - ул. Первомайская, на ЗУ с кадастровым номером 29:28:107054:232 (ООО СЗ «ОН-ЛАЙН») СГТС»	300	219,159,133, 108	канальная	2024	19 816
3.3	«Строительство теплотрассы от ТК на участке теплосети от ТК-10Р до ТК-11Р до МЖД (2-7 очереди, ДОУ) в границах земельных участков с кадастровыми номерами 29:28:103099:5738, 29:28:103099:5732, 29:28:103099:5735, 29:28:103099:68, 29:28:103099:5737, 29:28:103099:5736 (ООО СЗ «Аквилон») СГТС»	630	219,133,89,76	канальная	2024-2025	34 518,6
3.4	«Строительство теплотрассы от ТК-1/79 до МЖД (1,2 очереди строительства) в границах ЗУ с кадастровым номером 29:28:103075:3395 (ООО СЗ «Бриз») СГТС»	16	159	канальная	2024	1 385,5

Таблица 6-2 – Строительство объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей, в целях подключения потребителей

№ п/п (по ИП)	Наименование мероприятия	Наименование объектов подключения	Расходы на реализацию, тыс. руб.	Год реализации
1 (1.2.1)	Строительство понижающей насосной станции в районе ТК-1«О» - ТК-5«О» (Здание: 20,0х30,0х6,0 м; Основное оборудование: 3 сетевых насоса СЭ 800-55-11 с частотным приводом производительностью 550 т/час)	Многоквартирные жилые дома, объект хранения автотранспорта, физкультурно-оздоровительный комплекс, магазин в кварталах №№ 83, 84, 85 г. Северодвинска	154 500	2025-2026

Схемой теплоснабжения предусмотрены мероприятия по реконструкции тепловых сетей ПАО «ТГК-2» с увеличением диаметра для подключения новых потребителей. В таблице 6-3 представлены мероприятия по реконструкции тепловых сетей.

Таблица 6-3 – Мероприятия по реконструкции тепловых сетей в целях подключения новых потребителей

№ п/п (по ИП)	Мероприятия по реконструкции тепловых сетей	Наименование объекта	Расходы на реализацию, тыс. руб.	Год реализации по ИП
1 (1.3.2.1)	Реконструкция тепловой сети от ТК-8У до ТК-1/204 (175 м. трассы) с увеличением диаметра трубопровода Д=133 мм на Д=159 мм	«Многоквартирный жилой дом с инженерными коммуникациями», расположенный по адресу: Архангельская область, г. Северодвинск, ул. Гоголя, д. 4 (ООО «Кронекс Девелопмент»); «Многоквартирный жилой дом на земельном участке 29:28:112204:5», расположенный по адресу: Архангельская область, г. Северодвинск, ул. Корабельная, д. 13	15 130	2024
2 (1.3.2.2)	Реконструкция теплотрассы от ТК-13/205 до ТК-14/205 (92,0 м. трассы) с увеличением диаметра трубопровода Д=108 мм на Д=133 мм.	Многоквартирный дом по ул. Октябрьская, 19	7 679	2025
3 (1.3.2.4)	Реконструкция теплосети в кв. 99 от ТК-5/99 до точки «А» в районе ТК-7/99 (92,8 м. трассы) с увеличением диаметра трубопровода Д=89 мм, 108 мм на Д=133 мм.	«Многофункциональная застройка г. Северодвинск, градостроительный квартал № 100. Жилой комплекс», расположенный по адресу: Архангельская область, город Северодвинск (ООО СЗ «Аквилон Северодвинск»)	2 463	2025
4 (1.3.2.5)	Реконструкция тепловой сети магистрали «Ф» от ТК-8Ф до ТК-4Ф (62,8 м. трассы) с увеличением диаметра трубопровода Д=108 мм, 133 мм на Д=159 мм	«Жилой комплекс. 1 и 2 этапы строительства», расположенный по адресу: Архангельская область, город Северодвинск, ул. Мира д.5 в границах земельного участка с кадастровым номером 29:28:112207:37,	3 645	2024

№ п/п (по ИП)	Мероприятия по реконструкции тепловых сетей	Наименование объекта	Расходы на реализацию, тыс. руб,	Год реализации по ИП
		29:28:112207:2081 (ООО СЗ «МИР»)		
5 (1.3.2.6)	Реконструкция тепловой сети магистральной «Х» от ТК-12Х до ТК-13Х (151,0 м. трассы) с увеличением диаметра трубопровода Д=219 мм на Д=273 мм	«Многоквартирный жилой дом», расположенный по адресу: обл. Архангельская, г. Северодвинск, в районе пересечения ул. Северная/ул. Дзержинского. Кадастровый номер: 29:28:112218:19 (ООО «СеверИнвестГрупп»)	8 501	2024
6 (1.3.2.7)	Реконструкция теплосетей кв. 46 от ул. Южная, 18а до ул. комсомольская, 11 (28,1 м. трассы) с увеличением диаметра трубопровода Д=159 мм на Д=325 мм	«Многоквартирный дом в квартале 027 г. Северодвинска», расположенный на земельных участках с кадастровыми номерахми 29:28:102027:6, 29:28:102027:7, 29:28:102027:8, 29:28:102027:9	3 878	2025
7 (1.3.2.8)	«Реконструкция теплотрассы магистральной «О» от ТК-1«О» до ТК-6«О» (инв. № 2500130178) (630,3 м. трассы) с увеличением диаметра трубопровода Д=325 мм на Д=530 мм	Многоквартирные жилые дома, физкультурно-оздоровительный комплекс, магазин в квартале № 085 г. Северодвинска (ООО «СЗ «Экостройтранс»)	80 272	2025
8 (1.3.2.9)	«Реконструкция теплотрассы квартала 084 от ТК-6«О» до ТК-4/84» (инв. № 2500130250) (264,5 м. трассы) с увеличением диаметра трубопровода Д=219 мм, 273 мм на Д=426 мм	Многоквартирные жилые дома, физкультурно-оздоровительный комплекс, магазин в квартале № 085 г. Северодвинска (ООО «СЗ «Экостройтранс»)	40 642	2025
9 (1.3.2.10)	Реконструкция магистральной «И» от ТК-8И до ТК-10И (130,0 м. трассы) с увеличением диаметра трубопровода Д=273 мм на Д=325 мм	«Три девятиэтажных жилых дома со встроенно-пристроенными одноэтажными нежилыми помещениями в угловых секциях в пределах земельного участка, расположенного по адресу: Архангельская область, г. Северодвинск, ул. Октябрьская, земельный участок: 29:28:112209:55. II этап строительства», расположенный по адресу: земельный участок с кадастровым номером: 29:28:112209:4120, Архангельская область, город Северодвинск, ул. Октябрьская (квартал 209). (ООО СЗ «Октант») Многоквартирный жилой дом по пр. Бутомы, д. 30	17 128	2025

По остальным теплоснабжающим организациям данных мероприятий не предусмотрено.

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

Схема теплоснабжения не содержит мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях поставки тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии.

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

Для повышения эффективности функционирования тепловых сетей от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 предусмотрены мероприятия по строительству новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей, список мероприятий представлен в таблице 6-4.

Таблица 6-4 – Мероприятия по строительству новых объектов системы централизованного теплоснабжения, не связанных с подключением новых потребителей, в том числе строительство новых тепловых сетей

№ п/п (ИП)	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Год реализации мероприятия	Расходы на реализацию, тыс. руб.
		Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр, и т.п.)	Ед.изм.	Значение показателя (наружный диаметр, тепловая изоляция)			
				до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
1 (2.1.7)	Строительство теплотрассы от ТК-3-1Я до пр. Машиностроителей, 24	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м.	нет	89мм, 90,0 м трассы, ППМи	2025	7 330,00
2 (2.1.8)	Строительство тепловых сетей от ул. Комсомольская, 11 до ТК-8/22	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м.	нет	325мм, 400,0 м трассы, ППМи	2025-2026	55 199,00

Строительство ПНС-2 в районе ТК-14А запланировать в случае значительного фактического прироста тепловых нагрузок потребителей в северо-западной части города.

6.5 Предложения по реконструкции или модернизации существующих тепловых сетей в целях снижения уровня износа

Для повышения эффективности функционирования тепловых сетей от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 предусмотрены мероприятия по реконструкции или модернизации существующих тепловых сетей с целью улучшения гидравлических режимов тепловых сетей и снижения уровня износа. Список мероприятий представлен в таблице 6-5. В рамках региональной программы Архангельской области «Модернизация систем коммунальной инфраструктуры (2023-2027 годы)» утвержденной постановлением Правительства Архангельской области от 28.02.2022 № 181-пп предусмотрены мероприятия по капитальному ремонту тепловых сетей в муниципальном образовании «Северодвинск».

Таблица 6-5 – Мероприятия по реконструкции тепловых сетей, исчерпавших эксплуатационный ресурс

№ п/п (ИП)	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики				Годы реализации мероприятий	Расходы на реализацию, тыс руб.
		Наименование показателя (мощность, протяженность, диаметр,и т.п.)	Ед.изм.	Значение показателя (наружный диаметр, тепловая изоляция)			
				до реализации мероприятия	после реализации мероприятия		
1 (3.1.60)	Реконструкция тепломагистрали "А" от ТК-15А до ТК-16А	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	630 мм, 187,7 м трассы, минплита	820 мм, 187,7 м трассы, ППМи	2025	57 783
2 (3.1.72)	Реконструкция участков тепловых сетей в рамках национального проекта «Безопасные качественные автодороги» г. Северодвинск	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м	133, 159, 219, 273, 325, 426, 530 мм, 610 м трассы, минплита	133, 159, 219, 273, 325, 426, 530 мм, 610 м трассы, ППМи	2024-2025	74 039
3 (–)	Капитальный ремонт тепловых сетей по улице Водогон в г. Северодвинске.	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м.	108мм, 266,0 м трассы, минеральная вата, рубероид	108мм, 266,0 м трассы, минеральная вата	2024	4 366,33
4 (–)	Капитальный ремонт Тепловой сети, расположенной по адресу: Архангельская обл., г. Северодвинск, пос. Белое Озеро, ул. Школьная, д. 2.	Диаметр, протяженность, тип изоляции	мм, м.	57мм, 42мм, 776,0 м трассы, минеральная вата, рубероид	57мм, 42мм, 776,0 м трассы, минеральная вата	2024	1 906,66

6.6 Предложения по обеспечению надежного теплоснабжения на основе результатов расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей г. Северодвинск в перспективном состоянии схемы теплоснабжения

В текущем и перспективном состоянии тепловые сети от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 имеют многократное резервирование за счет существующих перемычек и колец. Дополнительное резервирование при текущем составе перспективных потребителей не требуется. На СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 мероприятия по повышению надежности не требуются. Кроме того, источники тепловой энергии имеют резервирование по тепловым сетям.

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

В настоящее время, открытая система горячего водоснабжения применяется у подавляющей части потребителей СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2. Котельные, эксплуатируемые МПЖРЭП Северодвинска (ул. Водогон, с. Ненокса) и СМУП «Белое озеро», не отпускают тепловую энергию на нужды ГВС.

Переход на закрытую схему ГВС системы теплоснабжения г. Северодвинска (СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2), предполагается осуществить путем модернизации ИТП, в связи с этим, реконструкция тепловых сетей не требуется.

В рамках перехода на закрытую схему ГВС (СТЭЦ-1, СТЭЦ-2), рекомендуется модернизировать 2609 ИТП, в том числе:

- 2040 с открытой схемой подключения ГВС и зависимой схемой подключения системы отопления;
- 544 без ГВС и зависимой схемой подключения системы отопления;
- 25 с открытой схемой подключения ГВС и без отопления.

В итоге планируется установить 2584 двухходовых клапанов системы отопления, 2065 двухходовых клапанов ГВС, 5168 насосов смешения, 2065 теплообменников системы ГВС и 4130 циркуляционных насосов системы ГВС. Стоимость оборудования актуализирована на 2022 год, с учетом временных коэффициентов (Письмо Минстроя России от 19.02.2020 N 5414-ИФ/09). Суммарная стоимость основного и вспомогательного оборудования, расходных материалов, проектных и монтажных работ при переводе с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП составит 2 815 585,9 тыс. руб. без НДС. Стоимость монтажа оборудования принята в размере 65 % от стоимости оборудования, проектные работы – 40 % от стоимости оборудования. Расчет стоимости мероприятия по переводу на закрытую схему ГВС, представлен в таблице 7-1.

Таблица 7-1 – Суммарная стоимость мероприятия

Оборудование	Количество, шт.	Стоимость, тыс. руб.
Двухходовой клапан системы отопления	2 584	28 075,4
Двухходовой клапан системы ГВС	2 065	19 598,3
Насос смешения	5 168	50 199,9
Циркуляционный насос ГВС	4 130	18 523,6
Теплообменник системы ГВС	2 065	259 976,6
Вспомогательное оборудование и расходные материалы		997 082,8
ПИР		549 382,6
СМР		892 746,8
Итого		2 815 585,9

С 2014 года все новостройки сдаются в эксплуатацию, только с закрытой схемой горячего водоснабжения.

В качестве пилотного проекта перехода на закрытую систему теплоснабжения может стать 19-ый квартал, который ограничен улицами Железнодорожной и Южной.

Это 12 домов в квадрате - Комсомольская, Железнодорожная, Южная, Беломорский. После модернизации тепловых узлов горячая вода с ТЭЦ ПАО «ТГК-2» будет использоваться только для отопления. Она же, в теплообменнике, который установят в подвалах домов, будет подогревать холодную воду из Цеха 19. То есть вся вода, которая будет идти из крана - это вода 19-го Цеха. А это увеличение расхода холодной воды и, как следствие реконструкция сетей.

Если дом по программе ремонта попадает до 2022 года то могут быть использованы средства фонда капитального ремонта, именно средств, которые были собраны на капремонт, если же дом попал на этап, который реализуется после 2022 года, возможный источник финансирования прочие муниципальные и (или) федеральные программы, а так же средства фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства.

В качестве источника финансирования по переходу на закрытую схему ГВС с модернизацией существующих ИТП потребителей, приведенных в таблице 7-2, предусматривается использование средств фонда капитального ремонта.

Таблица 7-2 – Перевод на закрытую ГВС

№ п/п	№ квартала	Адрес	Вид ремонта
1	19	ул. Комсомольская, д. 5	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
2	19	ул. Комсомольская, д. 3	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
3	19	ул. Железнодорожная, д. 42	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
4	19	ул. Железнодорожная, д. 44	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
5	19	ул. Железнодорожная, д. 46	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
6	19	пр. Беломорский, д. 57	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
7	19	пр. Беломорский, д. 59	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
8	19	ул. Южная, д. 4	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
9	19	ул. Южная, д. 4а	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
10	19	ул. Южная, д. 2	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
11	19	ул. Южная, д. 6	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
12	19	ул. Южная, д. 8	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
13	13	Первомайская 1/2Д	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
14	32	Ленина 1/31	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
15	33	Ленина 2/33	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
16	74	Ломоносова 68	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
17	74	Ломоносова 74	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
18	87	Труда 8	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
19	87	Первомайская 65	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
20	88	Труда 38	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения

№ п/п	№ квартала	Адрес	Вид ремонта
21	90	Морской 1	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
22	90	С.Орджоникидзе 20	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
23	151	Чеснокова 4	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
24	151	Чеснокова 6	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
25	153	Лебедева 14	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
26	27	Комсомольская 11	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
27	27	Комсомольская 11а	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
28	28	Комсомольская 37	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
29	46	Южная 18а	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
30	151	Чеснокова 8	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
31	151	Чеснокова 10	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
32	151	Чеснокова 12	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
33	153	Кирилкина 7	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
34	153	Лебедева 6	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
35	153	Лебедева 16	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
36	153	Юбилейная 27	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
37	153	Юбилейная 35	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
38	162	Малая Кудьма 6	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
39	151	Морской 62	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
40	151	Морской 64	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
41	151	Морской 68/2	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
42	152	Малая Кудьма 4	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
43	153	Кирилкина 5	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
44	153	Кирилкина 15	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
45	153	Лебедева 4	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
46	162	Морской 83	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
47	162	Морской 85	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
48	162	Победы 96	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения
49	162	Малая Кудьма 17	Ремонт внутридомовых систем теплоснабжения

Финансирование перевода остальных потребителей на закрытую схему ГВС, находится в стадии проработки.

Суммарный объем инвестиций для перехода на закрытую схему ГВС составит 2,816 млрд. руб., без учета средств в реконструкцию и модернизацию системы водоснабжения.

В администрации Северодвинска создана и несколько лет действует рабочая группа, так как переход коснется не только многоквартирных домов, но и учреждений социальной сферы, субъектов бизнеса и градообразующих предприятий.

Поскольку полный перевод города на закрытую систему ГВС является очень затратным, он должен быть более длительным и поэтапным. В связи с этим подготовлено обращение в Минстрой России, чтобы рассмотреть для муниципалитетов возможность либо финансовой федеральной и субъектовой поддержки, либо продления установленного законом переходного периода. Например, для Санкт-Петербурга это

период продлили на пять лет.

Федеральный закон от 30 декабря 2021 № 438-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» предусматривает признание утратившей силу нормы, на запрет использования открытой системы ГВС с 1 января 2022 года.

Для принятия решения о переходе на закрытую схему горячего водоснабжения при актуализации схемы теплоснабжения необходимо сделать обязательную оценку экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения в порядке, установленном Правительством Российской Федерации. В настоящее время Правительством Российской Федерации порядок оценки экономической эффективности по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) не утвержден.

Выбор системы горячего водоснабжения при реконструкции/ремонте существующих зданий производится на основании проектных решений, подтверждающих оптимальность определения схемы подключения горячего водоснабжения с учетом существующей практики эксплуатации систем горячего водоснабжения.

8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

8.1 Существующие и перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива

Существующие и перспективные топливные годовые балансы источников комбинированной выработки электрической и тепловой энергии СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 представлены в таблицах 8-1.

Существующие и перспективные годовые топливные балансы котельных представлены в таблице 8-2.

Таблица 8-1 – Существующие и перспективные топливные балансы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

Источник теплоснабжения	Вид топлива источника	Ед. измерения	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040
СТЭЦ-1 (на отпуск электрической и тепловой энергии) в т.ч.:	топочный мазут	тнг	10 592	12 850	9 166	9 163	11 081	4 317	2 183	4 513	2 927	3 568	3 183	996	146	146	146	146	146	146	146
	каменный уголь	тнг	631 447	602 992	604 123	609 953	676 682	653 618	590 687	601 102	518 044	534 920	565 758	184 339	0	0	0	0	0	0	0
	газ природный	тыс. м3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	180 804	278 602	278 927	279 270	279 614	279 957	281 674	283 391
	Отпуск электрической энергии	млн. кВтч	682,3	643,2	632,8	617,1	589,4	601	587,3	573,6	511,8	538,8	541,5	441,0	404,0	404,0	404,0	404,0	404,0	404	404
СТЭЦ-2 (на отпуск электрической и тепловой энергии) в т.ч.:	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	1 477,70	1 345,60	1 364,10	1 429,40	1 338,70	1 384,70	1 300,40	1 334,40	1 207,70	1 175,99	1 262,20	1 262,200	1 264,80	1 267,40	1 270,00	1 272,61	1 275,21	1 288,22	1 301,22
	топочный мазут	т	46	285	11 449	1 205	4 405	61	625	3 071	39	709	1 280	1 273	1 441	1 474	1 481	1 488	1 489	1 492	1 495
	газ природный	тыс. м3	390 959	356 105	388 624	406 807	458 851	410 226	406 352	466 850	461 210	460 638	457 696	462 935	523 757	535 783	538 361	540 950	541 175	542 288	543 387
	Отпуск электрической энергии	млн. кВтч	868,8	747,8	842,1	839,2	989,1	885,9	905,4	990,9	1 001,4	974,1	1 000,4	997,4	1 191,1	1 225,9	1 234,5	1 243,2	1 243,2	1 243,2	1 243,2
Хозяйственные нужды ТЭЦ	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	1 314,10	1 306,20	1 410,10	1 525,70	1 579,10	1 455,20	1 567,40	1 796,20	1 796,72	1 792,81	1 739,10	1 774,431	1 776,08	1 779,74	1 783,39	1 787,04	1 790,70	1 808,96	1 827,23
	Хозяйственные нужды ТЭЦ	тыс. Гкал	11,79	11,34	12,47	13,01	13,18	12,58	11,79	13,71	12,39	12,05	12,63	12,716	12,72	12,72	12,72	12,72	12,72	12,72	12,72
	Хозяйственные нужды ТЭЦ	тыс. Гкал	1,83	2,07	2,06	2,23	2,12	2,13	2,84	3,36	3,06	3,09	3,09	3,171	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17
	Тепловые потери	тыс. Гкал	360,1	340,4	334,2	380,2	374,9	373,9	378,6	404,3	383,86	389,84	395,16	396,071	396,53	396,98	397,44	397,89	398,35	400,62	402,90
в паре	Полезный отпуск тепловой энергии (потребителям) СТЭЦ-1, 2	тыс. Гкал	2 430,00	2 383,50	2 467,10	2 589,60	2 567,00	2 553,80	2 523,60	2 775,50	2 684,53	2 639,15	2 593,06	2 622,673	2 628,47	2 634,27	2 640,07	2 645,87	2 651,67	2 680,67	2 709,67
	в паре	тыс. Гкал	160,3	160,0	172,8	193,6	188,2	187,1	184,4	184,4	212,38	218,13	193,70	204,960	204,96	204,96	204,96	204,96	204,96	204,96	204,96
	в горячей воде	тыс. Гкал	2 269,70	2 223,50	2 294,40	2 395,90	2 378,80	2 366,70	2 339,20	2 591,20	2 472,15	2 421,02	2 399,36	2 417,713	2 423,51	2 429,31	2 435,11	2 440,91	2 446,71	2 475,71	2 504,71

Таблица 8-2 – Существующие и перспективные топливные балансы котельных

Параметр	Единицы измерения	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
МПЖРЭП Северодвинска котельная ул. Вологодн																		
Отпуск в сеть, в том числе:		511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1	511,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6	213,6
Расход условного топлива	т.у.т.	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148	148
Максимальный часовой расход топлива в зимний период	т.у.т.	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
Максимальный часовой расход топлива в летний период	т.у.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
МПЖРЭП Северодвинска с. Ненокса																		
Отпуск в сеть, в том числе:		465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1	465,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3	188,3
Расход условного топлива	т.у.т.	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Максимальный часовой расход топлива в зимний период	т.у.т.	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Максимальный часовой расход топлива в летний период	т.у.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
СМУП «Белое озеро»																		
Отпуск в сеть, в том числе:		945,9	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5	989,5
Гкал																		

8.2 Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии

Основным топливом для СТЭЦ-1 является каменный уголь Кузнецкого и Хакасского месторождения, основным топливом для котла ПТВМ-180 является топочный мазут М-100. Мазут также применяется при сжигании угля в энергетических котлах. Резервным топливом является уголь и мазут.

После предусмотренной схемой теплоснабжения технического перевооружения основным топливом для СТЭЦ-1 станет природный газ. Старое оборудование, работающее на каменном угле, выводится из эксплуатации. В качестве резервного топлива после технического перевооружения предусмотрен мазут.

Основным топливом для СТЭЦ-2 является природный газ, для водогрейных котлов №3 и №4 основным топливом является мазут. Резервным топливом на СТЭЦ-2 является топочный мазут М-100.

Для котельной МПЖРЭП Северодвинска с. Ненокса основным топливом является каменный уголь, резервное топливо отсутствует.

Для котельной МПЖРЭП Северодвинска п. Водогон и котельной СМУП «Белое озеро» основным топливом являются дрова, резервное топливо отсутствует.

9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

9.1 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе

Оценка капитальных вложений необходимых для реализации мероприятий по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии сформированы на основе сметных расчетов представленных организациями, материалам утвержденных инвестиционных программ предприятий, объектов аналогов, а так же укрупненным нормативам цен строительства НЦС 81-02-13-2020 и НЦС 81-02-19-2020.

В таблице 9-1 приведены сводные данные по необходимым объемам инвестиций для реализации мероприятий на источниках тепловой энергии.

Таблица 9-1 – Капитальные вложения в источники тепловой энергии

Источники тепловой энергии		Капитальные вложения по годам, тыс. руб. (без НДС)								
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027-2040 г.	Всего
ПАО «ТГК-2», в том числе:	СТЭЦ-1, за исключением ТП СТЭЦ-1	0	0	0	35 408	61 487	96 962	0	0	193 857
	СТЭЦ-2	0	0	0	35 672	73 263	53 181	0	0	162 116
МПЖРЭП Северодвинска котельные ул. Водогон и с. Ненокса		0	0	0	0	0	0	0	0	0
СМУП «Белое озеро» котельная п. Белое Озеро		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего		0	0	0	71 080	134 750	150 143	0	0	355 973

Техническое перевооружение СТЭЦ-1

Источники тепловой энергии		Капитальные вложения по годам, тыс. руб. (без НДС)				
		2014-2022гг	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Всего
ПАО «ТГК-2»	Техническое перевооружение СТЭЦ-1	2 532 390	261 686	1 243 688	5 042 267	9 080 031
Всего		2 532 390	261 686	1 243 688	5 042 267	9 080 031

9.2 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них сформированы на основе мероприятий, прописанных в Книге 8 Обосновывающих материалов схемы теплоснабжения (шифр документа ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.008.000.А-2025).

Оценка капитальных вложений необходимых для реализации мероприятий сформированы на основе сметных расчетов, представленных организациями, материалам утвержденных инвестиционных программ предприятий, объектов аналогов, а также укрупненных нормативов цен строительства НЦС 81-02-13-2014 и НЦС 81-02-19-2017.

В таблице 9-2 приведены сводные данные по необходимым объемам инвестиций для реализации мероприятий на тепловых сетях и сооружениях на них.

Суммарные расходы за период действия схемы теплоснабжения по тепловым сетям и сооружениям на них составят 3,517 млрд. руб. без НДС.

Более подробно расчеты необходимых объемов инвестиций для реализации мероприятий с разбивкой по конкретным мероприятиям представлены в Книге 12 Обосновывающих материалов схемы теплоснабжения (шифр документа ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.012.000.А-2025).

Таблица 9-2 – Капитальные вложения в тепловые сети и сооружения на них

Теплоснабжающие и теплосетевые организации		Капитальные вложения по годам, тыс. руб. (без НДС)																	Всего
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040		
Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечение тепловых нагрузок из зон с дефицитом тепловой мощности и зон с избытком тепловой мощности																			
ПАО «ТЭК-2»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
МПЖРЭП Северодвинска	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
СМУП «Белое озеро»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ООО «Техэнерго»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Всего	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных потребителей тепловой энергией																			
ПАО «ТЭК-2»	0	0	125989	121593	85000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	332582	
МПЖРЭП Северодвинска	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
СМУП «Белое озеро»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ООО «Техэнерго»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Всего	0	0	125989	121593	85000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	332582	
Строительство объектов систем централизованного теплоснабжения, в том числе тепловых сетей в зонах возмещения потребностей																			
ПАО «ТЭК-2»	0	0	0	51500	135170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	186670	
МПЖРЭП Северодвинска	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
СМУП «Белое озеро»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ООО «Техэнерго»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Всего	0	0	0	51500	135170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	186670	
Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов с целью обеспечения теплоснабжения существующих и перспективных потребителей																			
ПАО «ТЭК-2»	0	0	17496	27276	152062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	196834	
МПЖРЭП Северодвинска	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
СМУП «Белое озеро»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
ООО «Техэнерго»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Всего	0	0	17496	27276	152062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	196834	
Технологичные тепловые сети для обеспечения функционирования систем теплоснабжения																			
ПАО «ТЭК-2»	0	0	13154	55339	76483	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	144976	
МПЖРЭП Северодвинска	0	0	0	4366	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4366	
СМУП «Белое озеро»	0	0	0	1906	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1906	
ООО «Техэнерго»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Всего	0	0	13154	61611	76483	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	151248	
Итого:	0	0	156639	255708	448715	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	467334	
в т.ч.:																			
ПАО «ТЭК-2»	0	0	156639	255708	448715	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	861062	
МПЖРЭП Северодвинска	0	0	0	4366	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4366	
СМУП «Белое озеро»	0	0	0	1906	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1906	
ООО «Техэнерго»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

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

Схема теплоснабжения не содержит мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения.

9.4 Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе

Суммарная стоимость основного и вспомогательного оборудования, расходных материалов, проектных и монтажных работ при переводе с открытой схемы подключения ГВС на закрытую с автоматизацией ИТП составит порядка 2,816 млрд. руб. без НДС. Финансирование перевода остальных потребителей на закрытую схему ГВС, находится в стадии проработки. Прорабатываются конкретные источники финансирования и сроки реализации мероприятий.

10. РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)

На сегодняшний день действует Постановление Администрации муниципального образования «Северодвинск» от 23.10.2018 № 409-па «О присвоении статуса «Единой теплоснабжающей организации» в границах территории муниципального образования «Северодвинск», согласно которому присвоен статус единой теплоснабжающей организации по зонам деятельности:

- 1) в границах зоны деятельности ЕТО №1 – ПАО «ТГК-2»;
- 2) в границах зоны деятельности ЕТО №2 и ЕТО №3 – МПЖРЭП Северодвинска;
- 3) в границах зоны деятельности ЕТО №4 – СМУП «Белое озеро».

Для назначенных ЕТО в рамках текущей схемы теплоснабжения на 2024 год зоны их действия сохраняются.

Таким образом, на территории г. Северодвинска предлагается сохранить 4 зоны деятельности ЕТО, в том числе:

- зона деятельности ЕТО №1, образованная на базе СТЭЦ-1, СТЭЦ-2;
- зона деятельности ЕТО №2, образованная на базе котельной МПЖРЭП Северодвинска, ул. Водогон;
- зона деятельности ЕТО №3, образованная на базе котельной МПЖРЭП Северодвинска, с. Ненокса;
- зона деятельности ЕТО №4, образованная на базе котельной СМУП «Белое озеро».

Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО, устанавливаемым постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», представлено в таблице 10-1.

Таблица 10-1 - Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО

Код зоны деятельности ЕТО	Наименование источников тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне ЕТО в базовый период	Утвержденная ЕТО	Обоснование соответствия организации, предлагаемой в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО	Изменения, произошедшие за период действия утвержденной Схемы
1	СТЭЦ-1 СТЭЦ-2	ПАО «ТГК-2» ООО «ТехЭнерго»	ПАО «ТГК-2»	Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью в соответствующей зоне деятельности (п. 11 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808)	Без изменений
2	Котельная ул. Водогон	МПЖРЭП Северодвинска	МПЖРЭП Северодвинска	Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью в соответствующей зоне деятельности (п. 11 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808)	Без изменений
3	Котельная с. Ненокса	МПЖРЭП Северодвинска	МПЖРЭП Северодвинска	Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью в соответствующей зоне деятельности (п. 11 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808)	Без изменений
4	Котельная СМУП «Белое озеро»	СМУП «Белое озеро»	СМУП «Белое озеро»	Владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью в соответствующей зоне деятельности (п. 11 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808)	Без изменений

В результате выполнения разработки схемы теплоснабжения зоны деятельности единых теплоснабжающих организаций сохранены в соответствии с утвержденной схемой теплоснабжения. Реестр ЕТО и зон их деятельности на территории городского округа Архангельской области «Северодвинск» представлен в таблице 10-2.

Таблица 10-2 - Реестр зон деятельности ЕТО на территории городского округа Архангельской области «Северодвинск»

Утвержденная ЕТО	Код зоны деятельности ЕТО	Источник тепловой энергии в зоне деятельности ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО в базовый период	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, владеющие объектами на праве собственности или ином законном основании	
				Источник	Тепловые сети
ПАО «ТГК-2»	1	СТЭЦ-1, СТЭЦ-2	ПАО «ТГК-2» ООО «ТехЭнерго»	ПАО «ТГК-2»	ПАО «ТГК-2»; ООО «ТехЭнерго»
МПЖРЭП Северодвинска	2	котельная ул. Водогон	МПЖРЭП Северодвинска	МПЖРЭП Северодвинска	МПЖРЭП Северодвинска
МПЖРЭП Северодвинска	3	котельная с. Ненокса	МПЖРЭП Северодвинска	МПЖРЭП Северодвинска	МПЖРЭП Северодвинска
СМУП «Белое озеро»	4	котельная СМУП «Белое озеро»	СМУП «Белое озеро»	СМУП «Белое озеро»	СМУП «Белое озеро»

11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Схемой теплоснабжения не предусмотрено перераспределение нагрузок между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 в рамках реконструкции СТЭЦ-1.

12.РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

Порядок передачи бесхозяйных сетей регламентируется Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении». Основные положения относительно бесхозяйных сетей из документа:

– в случае, если организации, осуществляющие регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, осуществляют эксплуатацию тепловых сетей, собственник или иной законный владелец которых не установлен (бесхозяйные тепловые сети), затраты на содержание, ремонт, эксплуатацию таких тепловых сетей учитываются при установлении тарифов в отношении указанных организаций в порядке, установленном основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

– в случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

В городском округе Архангельской области «Северодвинск» имеется участки тепловых сетей, в отношении которых проводятся мероприятия по признанию их бесхозяйным имуществом с последующей регистрацией права муниципальной собственности (при условии судебного решения в пользу муниципального образования «Северодвинск»). Постановлением Администрации Северодвинска от 01.04.2016 № 95-па ПАО «ТГК-2» определена как теплосетевая организация для содержания и обслуживания бесхозяйных тепловых сетей.

Список бесхозяйных сетей приведен в таблице 12-1.

Таблица 12-1 – Бесхозяйные тепловые сети

№ п.п.	Адрес объекта	Кадастровый номер	Границы тепловых сетей	Наружный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
1	2	3	4	5	6
1	квартал 009	29:28:102009:492	от УТ-6 до внешней стены здания дома № 27 по ул. Индустриальной	57	3,0
2	Архангельская область, г. Северодвинск, б-р Строителей, д. 25	29:28:103097:6461	от наружной стены тепловой камеры ТК-27/97 до первых фланцев отключающих задвижек ИТП МКД б-р Строителей, д. 25	133	24,0
3	Архангельская область, г. Северодвинск, в районе МКД № 21А, 21Б по ул. Железнодорожной	29:28:107056:2207	от точки врезки в тепловую сеть в подвале жилого дома по ул. Железнодорожная, д. 21, до первых фланцев отключающих задвижек в ИТП МКД ул. Железнодорожная, д. 21А	57	92,0
4	Архангельская область, г. Северодвинск, в районе пр-кт Чайный, д. 31	29:28:110270:203	От вторых соединений отключающей арматуры в ТК-1-1Я до вторых соединений арматуры ТК-2/273	133	428,0
5	Архангельская область, г. Северодвинск, ул. Николая Островского, в районе д. 13, 15	29:28:101111:130	От ТС1сущ до ТС3	57	61,0
6	Архангельская область, г. Северодвинск, ул. Николая Островского, д. 17, 19, 21	29:28:000000:6496	От наружной стены тепловой камеры ТК-1/111 до наружной стены тепловой камеры ТК-4/111 От наружной стены тепловой камеры ТК-4/109 до наружной стены тепловой камеры ТК-2/111	57 76	80,8 94,2
7	Архангельская область, г. Северодвинск, в районе ул. Торцева, д. 16	29:28:102031:581	От наружной стены ТК-7/31 до наружной стены здания по ул. Торцева, д. 16 (в районе ИТП № 2) От наружной стены ТК-7/31 через ТК-6/31 до т. 1 От т. 1 до т. 2 От т. 2 до т. 3 От т. 3 до наружной стены здания гаража От т. 3 до наружной стены здания по ул. Торцева, д. 16 (в районе ИТП № 1)	76 89 89 89 57 89	49,91 59,40 25,14 27,75 10,46 27,95

13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ПОСЕЛЕНИЯ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

13.1 Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения

Разработанный ранее проект схемы газоснабжения учитывал решения утвержденной схемы теплоснабжения.

Противоречия по вопросам развития инфраструктуры муниципального образования город Северодвинск между схемами теплоснабжения и газоснабжения не выявлены.

Проектом схемы теплоснабжения рекомендуется при актуализации схем газоснабжения учесть актуальный перечень действующих, запланированных к реконструкции источников тепловой энергии, а также объемы потребления природного газа.

13.2 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития ЕЭС России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения

Во всех вариантах развития системы теплоснабжения городского округа Архангельской области «Северодвинск» предполагается техническое перевооружение СТЭЦ-1 с вводом нового и выводом старого генерирующих мощностей. В таблице 13-1 представлены данные по вводу и выводу генерирующих мощностей, согласно текущей информации от ПАО «ТГК-2», а также Схеме и программе развития ЕЭС России на 2024 - 2029 годы утверждённой приказом Минэнерго России от 30.11.2023 №1095.

Таблица 13-1 – Ввод и вывод генерирующих мощностей СТЭЦ-1

Объект	Агрегат	Схема теплоснабжения	СиП ЕЭС на 2019-2025 годы
СТЭЦ-1 ПАО «ТГК-2»	Турбоагрегат ПТ-30/40-8,8/1,3 №7	Ввод в эксплуатацию в 2025 году	Ввод в эксплуатацию в 2024 году
	Турбоагрегат ПТ-30/40-8,8/1,3 №8	Ввод в эксплуатацию в 2025 году	Ввод не предусмотрен
	Турбоагрегат ПТ-30-90/10 ст. №3	Вывод из эксплуатации после 2026 года	Вывод из эксплуатации в 2024 году
	Турбоагрегат ПТ-59,1-90/13 ст. №5	Вывод из эксплуатации после 2026 года	Вывод не предусмотрен
	Турбоагрегат ПТ-60-90/13 ст. №6	Вывод из эксплуатации после 2026 года	Вывод не предусмотрен

Проектом схемы теплоснабжения рекомендуется при актуализации СиПР ЕЭС России учесть актуальные данные по вводу и выводу энергетического оборудования СТЭЦ-1.

13.3 Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в Схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии

Строительство генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России проектом схемы не предусмотрено.

13.4 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения. Предложения по корректировке утвержденной схемы водоснабжения

Противоречия по вопросам развития инфраструктуры муниципального образования между схемами теплоснабжения и водоснабжения не выявлены.

Проектом схемы теплоснабжения рекомендуется при актуализации схем водоснабжения учесть мероприятия необходимые для перевода потребителей на закрытую систему ГВС.

14.ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

В данном разделе рассматриваются показатели работы систем теплоснабжения как города в целом, так и с разделением по организациям.

В таблице 14-1 представлены индикаторы характеризующие спрос на тепловую энергию в городского округа Архангельской области «Северодвинск», как в ретроспективном периоде, так и на перспективу до 2040 года.

Индикаторы, характеризующие работу источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, представлены в таблице 14-2

Индикаторы, характеризующие работу котельных, представлены в таблице 14-3.

Индикаторы, характеризующие работу тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, представлены в таблице 14-4.

Индикаторы, характеризующие потребность в инвестициях в развитие систем теплоснабжения согласно принятым решениям схемы теплоснабжения, представлены в таблице 14-5.

Таблица 14-1 – Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в городском округе Архангельской области «Северодвинск»

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Общая отапливаемая площадь жилых зданий	тыс. м ²	4171,8	4244,7	4317,5	4410,78	4503,72	4596,38	4688,82	4781,65	4873,91	4966,29	5059,08	5151,25	5243,69	5314,09	5384,49	5454,89	5525,29	5595,69	5947,69
Общая площадь общественно-деловых зданий	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Договорная тепловая нагрузка (пересчитанная на среднюю недельную нагрузку ГВС) в т.ч.:	Гкал/ч	1 291,69	1 297,20	1 282,21	1 272,45	1 271,20	1 273,41	1 279,60	1 285,90	1 289,75	1 293,60	1 297,45	1 301,31	1 305,16	1 309,01	1 312,86	1 316,71	1 320,57	1 324,42	1 343,68
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	1 050,82	1 055,49	1 044,87	1 037,96	1 037,88	1 039,19	1 042,72	1 046,62	1 048,93	1 051,23	1 053,53	1 055,83	1 058,13	1 060,44	1 062,74	1 065,04	1 067,34	1 069,64	1 081,15
ГВС средненедельная	Гкал/ч	190,62	191,47	187,10	184,25	183,09	183,98	186,64	189,03	190,58	192,13	193,68	195,23	196,78	198,33	199,88	201,43	202,98	204,53	212,28
Промышленная	Гкал/ч	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24	50,24
Полезный отпуск	Гкал/год	2566985	2553781	2523621	2775545	2684529	2639147	2593060	2622673	2628473	2634273	2640073	2645873	2651673	2657473	2663273	2669073	2674873	2680673	2709673
Удельное потребление тепловой энергии на отопление в жилом фонде	Гкал/м ² /год	136,87	134,18	138,39	140,91	131,00	127,85	125,09	122,54	120,08	118,84	118,16	117,56	117,14	117,24	117,37	117,52	117,69	118,18	120,63
Градуус-сутки отопительного периода	°С*сут	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827	5827
Удельное приведенное потребление тепловой энергии на отопление в жилищном фонде	ккал/м ² /год/ °С*сут	0,0235	0,0230	0,0238	0,0242	0,0225	0,0219	0,0215	0,0210	0,0206	0,0204	0,0203	0,0202	0,0201	0,0201	0,0201	0,0202	0,0202	0,0203	0,0208

Таблица 14-2 – Индикаторы, характеризующие работу источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
СТЭЦ-1																				
Установленная электрическая мощность	МВт	188,5	188,5	150	150	150	149,1	149,1	149,1	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Установленная тепловая мощность, в том числе:	Гкал/ч	679,0	679,0	578,0	578,0	578,0	578,0	578,0	806,2	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0	576,0
- Турбоагрегаты	Гкал/ч	499,0	499,0	398,0	398,0	398,0	398,0	398,0	385,8	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6	155,6
- РОУ	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0
- Пиковые водогрейные котлы	Гкал/ч	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4	386,4
Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	341	344	346	349	351	353	173	175	180	180	185	190	194	197	200	203	206	209	224
Доля резерва тепловой мощности	%	49,8	49,3	40,1	39,6	39,3	38,9	70,1	78,3	68,7	68,7	67,9	67,0	66,3	65,8	65,3	64,8	64,2	63,7	61,1
Доля тепловой энергии выработанной в комбинированном режиме	%	97,9	97,6	98,5	98	98,9	96,5	98,9	71,9	67,0	67,0	66,8	66,7	66,5	66,4	66,3	66,1	66,0	65,9	65,2
КИТ	%	62,4	62,9	62,9	62,7	66,3	62,8	65,5	68,5	71,0	71,0	71,0	71,0	71,1	71,1	71,1	71,2	71,2	71,2	71,3
Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию	г/кВт*ч	403,1	398,9	390,6	397,5	391,0	415,3	401,5	374,1	364,9	364,9	364,9	364,9	364,9	364,9	364,9	364,9	364,9	364,9	364,9
Удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию	кг/Гкал	138,2	138,6	138,9	138,6	144,8	144,7	142,3	140,6	140,1	140,1	140,1	140,1	140,2	140,2	140,2	140,2	140,3	140,3	140,4
Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	43,2	44	53,3	52,6	47,1	49,4	49,8	33,8	76,9	76,9	76,9	76,9	76,9	76,9	76,9	76,9	76,9	76,9	76,9
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	22	22,7	25,7	25,9	24,6	23,4	26,1	18,6	25,8	25,8	25,9	26,0	26,0	26,1	26,1	26,2	26,2	26,3	26,5
Удельная установленная электрическая мощность ТЭЦ на одного жителя	МВт /тыс. чел	1,03	1,03	0,82	0,83	0,83	1,17	0,33	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Частота отказов с прекращением теплоснабжения от ТЭЦ	1/гол	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Относительный среднезвешенный остаток паркового ресурса турбоагрегатов	час	30449	23730	17011	10292	3573	270000	263000	249000	242000	242000	235000	228000	221000	214000	207000	200000	193000	186000	151000
СТЭЦ-2																				
Установленная электрическая мощность	МВт	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410
Установленная тепловая мощность, в том числе:	Гкал/ч	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105	1105
- Турбоагрегаты	Гкал/ч	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705	705
- РОУ	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Пиковые водогрейные котлы	Гкал/ч	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	552	557	560	565	569	573	761	764	770	771	771	772	773	773	774	774	775	775	777
Доля резерва тепловой	%	50,0	49,6	49,3	48,9	48,5	48,1	31,1	30,9	30,3	30,2	30,2	30,1	30,0	30,0	30,0	30,0	29,9	29,9	29,7

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
мощности																				
Доля тепловой энергии выработанной в комбинированном режиме	%	86,3	92	91,4	89,9	85,6	83,9	89,0	89,2	96,6	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4	97,4
КИИТ	%	64,7	66,8	70,9	68	74,2	73,3	73,2	73,1	69,0	68,3	68,2	68,2	68,2	68,3	68,4	68,4	68,5	68,5	68,8
Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию	г/кВт*ч	324,2	309,7	287,7	307,2	301,0	305,7	300,8	301,5	315,1	317,4	317,3	317,3	317,2	317,2	317,1	317,1	317,0	317,0	316,7
Удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию	кг/Гкал	136,8	137,1	135,2	136,4	131,5	135,0	133,6	135,4	133,2	133,0	132,9	132,9	132,8	132,7	132,6	132,5	132,4	132,3	131,9
Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	27,5	24,7	25,2	25,8	32,3	31,6	32,2	32,2	38,2	39,2	39,5	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8	39,8
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	14,1	13,8	14,8	14,8	17,9	17,8	18,8	19,1	19,2	19,2	19,2	19,3	19,3	19,4	19,4	19,4	19,5	19,5	19,7
Удельная установленная электрическая мощность ТЭЦ на одного жителя	МВт/тыс. чел	2,23	2,24	2,25	2,26	2,27	2,28	2,29	2,29	2,3	2,31	2,32	2,33	2,34	2,35	2,36	2,37	2,38	2,39	2,41
Частота отказов с прекращением теплоснабжения от ТЭЦ	1/гол	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Относительный средневзвешенный остаток паркового ресурса турбоагрегатов	час	108110	103767	99883	95982	91282	86582	81882	77182	72482	67782	63082	58382	53682	48982	44282	39582	34882	30182	6682

Таблица 14-3 – Индикаторы, характеризующие работу котельных

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
МПХРЭП Северодвинска																				
Установленная тепловая мощность котельных	Гкал/ч	0,8400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400	1,4400
Присоединенная нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	0,2068	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185	0,4185
Доля суммарного резерва тепловой мощности	%	75,4	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9	70,9
Количество котельных	шт.	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал/год	558,6	1324,9	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3	1318,3
Удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию	кг/Гкал	188,3	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9	190,9
Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коэффициент полезного использования топлива	%	75,9	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8
Число часов использования установленной мощности	час/год	665	920	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915	915
Относительный средневзвешенный срок службы	год	0,5	12,8	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	23,0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше или равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля котельных оборудованных приборами учета	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СМУП «Белое озеро»																				
Установленная тепловая мощность котельных	Гкал/ч	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893	1,893
Присоединенная нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	0,2326	0,2332	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352	0,2352
Доля суммарного резерва тепловой мощности	%	87,7	87,7	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6	87,6
Количество котельных	шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал/год	945,0	943,5	945,4	945,4	945,4	945,4	945,4	945,4	945,4	945,4	945,4	945,4	945,4	945,4	945,4	945,4	945,4	945,4	945,4
Удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию	кг/Гкал	231,1	231,1	231,1	231,1	231,1	231,1	231,1	231,1	231,1	231,1	231,1	231,1	231,1	231,1	231,1	231,1	231,1	231,1	231,1
Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коэффициент полезного использования топлива	%	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Число часов использования установленной мощности	час/год	499	498	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499
Относительный средневзвешенный срок службы	год	43,8	44,9	11	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0	18,0	19,0	20,0	21,0	22,0	23,0	24,0	25,0	26,0	31,0
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше или равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля котельных оборудованных приборами учета	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по городскому округу Архангельской области «Северодвинск»																				
Установленная тепловая мощность котельных	Гкал/ч	2,7330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330	3,3330
Присоединенная нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	0,4394	0,6518	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537	0,6537
Доля суммарного резерва тепловой мощности	%	83,9	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4
Количество котельных	шт.	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал/год	1503,6	2268,4	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7	2263,7
Удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию	кг/Гкал	215,2	207,6	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7	207,7
Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Коэффициент полезного использования топлива	%	66,4	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8
Число часов использования установленной мощности	час/год	550	681	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679	679
Относительный средневзвешенный срок службы	год	30,5	31,0	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5	17,5	18,5	19,5	20,5	21,5	22,5	27,5
Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше или равной 10 Гкал/ч	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля котельных оборудованных приборами учета	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Таблица 14-4 – Индикаторы, характеризующие работу тепловых сетей

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
ПАО «ГРК-2»																				
Протяженность сетей	м	227818,6	227818,6	227818,6	232454,6	233225,0	234604,0	236219,0	237108,6	238453,8	239723,8	240856,0	241925,0	242887,9	243582,9	244277,0	244970,3	245662,7	246354,3	249816,3
Материальная характеристика	м²	120476,1	120373,3	120664,6	121892,4	122094,3	122610,0	123212,9	123544,3	124045,0	124516,9	124936,9	125333,0	125689,3	125946,2	126202,6	126458,4	126713,7	126968,5	128245,0
Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	31,2	32,2	33,2	34,2	34,7	35,7	35,9	36,1	36,4	36,7	37,0	37,2	37,3	36,9	36,3	35,7	35,1	34,6	32,1
Удельная материальная характеристика на одного жителя	м²/чел	0,655	0,658	0,662	0,671	0,675	0,681	0,687	0,691	0,697	0,702	0,708	0,713	0,718	0,722	0,726	0,731	0,735	0,740	0,765
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	716,226	723,815	728,700	736,230	741,110	747,370	754,720	758,780	764,930	770,750	775,950	780,870	785,310	788,520	791,730	794,940	798,150	801,360	817,410
Относительная материальная характеристика	м²/Гкал/ч	168,2	166,3	165,6	165,6	164,7	164,1	163,3	162,8	162,2	161,6	161,0	160,5	160,1	159,7	159,4	159,1	158,8	158,4	157,2
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	391337	392544	394051	394483	394715	395200	395500	395800	396100	393014	389886	386681	383431	380113	376638	373158	369673	366184	348759
Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	13,4	14,6	14,0	14,0	13,9	13,8	13,7	13,6	13,6	13,4	13,2	13,0	12,8	12,6	12,5	12,3	12,2	12,0	11,0
Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	11,095	10,109	10,603	10,391	10,470	10,480	10,514	10,586	10,585	10,629	10,673	10,711	10,750	10,795	10,820	10,845	10,870	10,895	11020
Количество повреждений в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	318	360	376	374	365	365	352	340	329	318	308	298	288	278	269	261	252	244	204
Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	1,40	1,58	1,65	1,61	1,56	1,56	1,49	1,43	1,38	1,33	1,28	1,23	1,18	1,14	1,10	1,06	1,03	0,99	0,79
Доля потребителей подключенных по открытой схеме	%	76,3	76,3	76,3	76,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей		0,0164	0,0137	0,0056	0,0024	0,0154	0,0000	0,0218	0,0199	0,0198	0,0197	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196	0,0196
МПЖРЭП Северодвинска																				
Протяженность сетей	м	490,2	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3	786,3
Материальная характеристика	м²	23,9	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97	40,97

Показатель	Единица измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	47,0	49,2	50,2	51,2	52,2	53,2	54,2	55,2	56,2	57,2	58,2	59,2	60,2	61,2	62,2	63,2	64,2	65,2	70,2
Удельная материальная характеристика на одного жителя	м ² /чел	0,443	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353	0,353
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,1555	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195	0,3195
Относительная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	153,7	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2	128,2
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях*	Гкал	189,41	314,64	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57	309,57
Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	28,9	23,7	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4
Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	0,386	0,400	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394	0,394
Количество повреждений в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля потребителей подключенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СМУП «Белок озеро»																				
Протяженность сетей	м	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0	443,0
Материальная характеристика	м ²	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2	78,2
Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	24,0	25,0	26,0	27,0	28,0	29,0	30,0	31,0	32,0	33,0	34,0	35,0	36,0	37,0	38,0	39,0	40,0	41,0	46,0
Удельная материальная характеристика на одного жителя	м ² /чел	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241	1,241
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041	0,2041

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Относительная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1	383,1
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	110,0	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8	107,8
Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	11,7	11,5	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	1,872	1,864	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852	1,852
Количество повреждений в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля потребителей подключенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ООО «Техэнерго»																				
Протяженность сетей	м	0	0	0	862	862	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364	2364
Материальная характеристика	м ²	0	0	0	131,98	131,98	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35
Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	0	0	0	13	14	17,3	18,3	19,3	20,3	21,3	22,3	23,3	24,3	25,3	26,3	27,3	28,3	29,3	30,3
Удельная материальная характеристика на одного жителя	м ² /чел	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0	0	0	4,125	4,125	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214	13,02214
Относительная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	0	0	0	31,996	31,996	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066	22,066
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	0	0	0	63,19	582,89	1252,73	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95	1246,95

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	0	0	0	6,16	10,27	5,03	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02
Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	0	0	0	1,19	6,58	10,5	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51	10,51
Количество повреждений в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доля потребителей подключенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по городскому округу Архангельской области «Северодвинск»																				
Протяженность сетей	м	228751,8	229047,9	229047,9	234545,9	235316,3	238197,3	239812,3	240701,9	242047,1	243317,1	244449,3	245518,3	246481,2	247176,2	247870,3	248563,6	249256	249947,6	253409,6
Материальная характеристика	м²	120578,2	120492,47	120783,77	122143,55	122345,45	123016,52	123619,42	123950,82	124451,52	124923,42	125343,42	125739,52	126093,82	126352,72	126609,12	126864,92	127120,22	127375,02	128651,52
Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	33,1	34,1	34,7	36,1	36,6	37,6	37,9	38,2	38,6	38,9	39,2	39,6	39,8	39,4	39,0	38,5	38,1	37,7	35,7
Удельная материальная характеристика на одного жителя	м²/чел	0,728	0,731	0,725	0,745	0,749	0,755	0,761	0,766	0,772	0,778	0,783	0,788	0,794	0,798	0,803	0,808	0,812	0,817	0,842
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	716,586	724,339	729,224	736,754	741,634	747,894	755,244	759,304	765,454	771,274	776,474	781,394	785,834	789,044	792,254	795,464	798,674	801,884	817,934
Относительная материальная характеристика	м²/Гкал/ч	186,7	184,6	181,2	183,5	182,6	181,8	180,8	180,3	179,5	178,7	178,1	177,5	176,9	176,5	176,1	175,7	175,4	175,0	173,0
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	423778	425017	426895	427327	427559	428044	428344	428644	428944	428589	422731	419525	416275	412957	409482	406003	402518	399028	381603
Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	14,5	15,8	15,2	15,2	15,1	15,0	14,9	14,7	14,7	14,5	14,3	14,1	13,9	13,7	13,6	13,4	13,2	13,1	12,1
Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	10,379	9,448	10,038	9,848	9,925	9,937	9,973	10,043	10,045	10,089	10,134	10,172	10,211	10,255	10,280	10,306	10,331	10,356	10,481

Показатель	Единицы измерения	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Количество повреждений в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	318	360	376	374	365	365	352	340	329	318	308	298	288	278	269	261	252	244	204
Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	1,305	1,476	1,561	1,526	1,482	1,474	1,411	1,359	1,308	1,258	1,212	1,167	1,125	1,085	1,047	1,010	0,974	0,940	0,770
Доля потребителей подключенных по открытой схеме	%	73,6	73,6	73,6	73,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей		0,0147	0,0123	0,0051	0,0022	0,0139	0,0000	0,0196	0,0179	0,0179	0,0178	0,0177	0,0177	0,0177	0,0177	0,0177	0,0177	0,0177	0,0177	0,0177

Таблица 14-5– Индикаторы, характеризующие потребность в инвестициях

Показатель	Единицы измерения	2018 факт	2019 факт	2020 факт	2021 факт	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
ПАО «ТГК-2»																				
Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой энергии	тыс. руб.	418943	658259	1686559	3252688	1508228	278396	0	0	623060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Освоение инвестиций в источники тепловой энергии	тыс. руб.	37020	613627	1716332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в источники тепловой энергии процентах от плана	%	8,8	93,2	101,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	130735	108839	78337	118550	40705	77239	511834	352345	212443	223045	234177	245863	258133	271016	284541	298741	313650	329303	403848
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	111248	97248	65725	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них в процентах от плана	%	85,1	89,4	83,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в переходе к закрытой системе ГВС*	тыс. руб.	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в переходе к закрытой системе ГВС	тыс. руб.	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в переходе к закрытой системе ГВС в процентах от плана	%	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего плановая потребность в инвестициях	тыс. руб.	549678	767098	1764896	3371238	1548933	355635	511834	352345	835503	223045	234177	245863	258133	271016	284541	298741	313650	329303	403848
Всего освоение инвестиций	тыс. руб.	148268	710875	1782057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в процентах от плана	%	27,0	92,7	101,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Источники инвестиций:																				
Собственные средства:	тыс. руб.	512313	724534	1731044	375142	240284	397707	518621	533200	545312	568495	594852	628993	661980	693727	736749	777620	771589	649458	619303
Амортизация	тыс. руб.	-	-	-	94197	122732	130788	151262	159355	178968	187890	197257	207092	217417	228258	239639	251589	264135	277307	206091
Прибыль, направленная на инвестиции	тыс. руб.	-	-	-	280945	117552	266919	367360	373845	366344	380605	397594	421901	444563	465469	497109	526031	507454	372150	413212
Плата за подключение к системе теплоснабжения	тыс. руб.	37365	42564	33852	78874	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Заемные средства кредитных организаций	тыс. руб.	0	0	0	1326500	814000	172000	430000	126000	478000	226000	285000	355000	452000	300000	210000	140000	0	0	0
Бюджетные средства (в том числе муниципальные программы) *	тыс. руб.	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на тепловую энергию для потребителей	тыс. руб.	1027,015	1088,425	1183,555	1266,31	1316,80	1369,48	1423,86	1481,14	1540,47	1602,06	1664,72	1732,77	1801,77	1871,69	1948,51	2025,83	2082,62	2085,30	2090,30
Тариф на тепловую энергию для потребителей с НДС	тыс. руб.	1232,42	1306,11	1420,27	1519,57	1580,16	1643,38	1708,64	1777,37	1848,57	1922,47	1997,66	2079,33	2162,13	2246,03	2338,21	2430,99	2499,15	2502,36	2508,36
МПЖРЭП Северодвинска																				
Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой энергии	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в источники тепловой энергии	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в источники тепловой энергии процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Единицы измерения	2018 факт	2019 факт	2020 факт	2021 факт	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в переход к закрытой системе ГВС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в переход к закрытой системе ГВС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в переход к закрытой системе ГВС в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего плановая потребность в инвестициях	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего освоение инвестиций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Источники инвестиций:		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные средства:	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Амортизация	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прибыль, направленная на инвестиции	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за подключение к системе теплоснабжения	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Заемные средства кредитных организаций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бюджетные средства (в том числе муниципальные программы)	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средства застройщиков	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на тепловую энергию для потребителей	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на тепловую энергию для потребителей с НДС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
СМУП «Белое озеро»																				
Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой энергии	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в источники тепловой энергии	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в источники тепловой энергии в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в переход к закрытой системе ГВС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в переход к закрытой системе ГВС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Единицы измерения	2018 факт	2019 факт	2020 факт	2021 факт	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Освоение инвестиций в переход к закрытой системе ГВС в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего плановая потребность в инвестициях	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего освоение инвестиций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Источники инвестиций:		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные средства:	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Амортизация	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прибыль, направленная на инвестиции	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за подключение к системе теплоснабжения	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Заемные средства кредитных организаций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бюджетные средства (в том числе муниципальные программы)	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средства застройщиков	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на тепловую энергию для потребителей	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на тепловую энергию для потребителей с НДС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ООО «ГЕЗЭНЕРГО»																				
Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой энергии	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в источники тепловой энергии	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в источники тепловой энергии процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в переход к закрытой системе ГВС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в переход к закрытой системе ГВС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в переход к закрытой системе ГВС в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего плановая потребность в инвестициях	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего освоение инвестиций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в процентах от плана	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Источники инвестиций:		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные средства:	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Амортизация	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прибыль, направленная на инвестиции	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Единицы измерения	2018 факт	2019 факт	2020 факт	2021 факт	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Плата за подключение к системе теплоснабжения	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Земные средства кредитных организаций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Бюджетные средства (в том числе муниципальные программы)	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Средства застройщиков	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на тепловую энергию для потребителей	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на тепловую энергию для потребителей с НДС	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по городскому округу Архангельской области «Северодвинск»																				
Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой энергии	тыс. руб.	418943	658259	1686559	3252688	1508228	278396	0	0	623060	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Освоение инвестиций в источники тепловой энергии	тыс. руб.	37020	613627	1716332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в источники тепловой энергии процентах от плана	%	8,8	93,2	101,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	130735	108839	78337	118550	40705	77239	511834	352345	212443	223045	234177	245863	258133	271016	284541	298741	313650	329303	403848
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	111248	97248	65725	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в тепловые сети и сооружения на них в процентах от плана	%	85,1	89,4	83,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в переходе к закрытой системе ГВС*	тыс. руб.	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в переход к закрытой системе ГВС	тыс. руб.	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в переход к закрытой системе ГВС в процентах от плана	%	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего плановая потребность в инвестициях	тыс. руб.	549678	767098	1764896	3371238	1548933	355635	511834	352345	835503	223045	234177	245863	258133	271016	284541	298741	313650	329303	403848
Всего освоение инвестиций	тыс. руб.	148268	710875	1782057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в процентах от плана	%	27,0	92,7	101,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Источники инвестиций:																				
Собственные средства:	тыс. руб.	512313	724534	1731044	375142	240284	397707	518621	533200	545312	568495	594852	628993	661980	693727	736749	777620	771589	649458	619303
Амортизация	тыс. руб.	-	-	-	94197	122732	130788	151262	159355	178968	187890	197257	207092	217417	228258	239639	251589	264135	277307	206091
Прибыль направленная на инвестиции	тыс. руб.	-	-	-	280945	117552	266919	367360	373845	366344	380605	397594	421901	444563	465469	497109	526031	507454	372150	413212
Плата за подключение к системе теплоснабжения	тыс. руб.	37365	42564	33852	78874	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Земные средства кредитных организаций	тыс. руб.	0	0	0	1326500	814000	172000	430000	126000	478000	226000	285000	355000	452000	300000	210000	140000	0	0	0
Бюджетные средства (в том числе муниципальные программы) *	тыс. руб.	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на тепловую энергию для потребителей	тыс. руб.	1027,015	1088,425	1183,555	1266,31	1316,80	1369,48	1423,86	1481,14	1540,47	1602,06	1664,72	1732,77	1801,77	1871,69	1948,51	2025,83	2082,62	2085,30	2090,30
Тариф на тепловую энергию для потребителей с НДС	тыс. руб.	1232,42	1306,11	1420,27	1519,57	1580,16	1643,38	1708,64	1777,37	1848,57	1922,47	1997,66	2079,33	2162,13	2246,03	2338,21	2430,99	2499,15	2502,36	2508,36

* - В настоящий момент еще не определены конкретные источники финансирования и сроки реализации мероприятий по переходу на закрытую систему ГВС.

15. ТАРИФНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ

15.1 Тарифные последствия в зонах деятельности ПАО «ТГК-2»

Таблица 15-1 – Прогноз тарифа на тепловую энергию для потребителей ПАО «ТГК-2», систем теплоснабжения от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Период регулирования (2023-2026 годы), в том числе по годам:							
			установлено Постановлением Агентства по тарифам и ценам Архангельской области от 20.12.2023 № 81-т/79							
			2023 год	2024 год	рост к пред. году, %	2025 год	рост к пред. году, %	2026 год	рост к пред. году, %	
1	Среднегодовой тариф на тепловую энергию	руб/ Гкал	1 519,33	1 653,00	108,8%	1 705,30	103,2%	1 769,05	103,7%	
2	Тарифы на тепловую энергию для населения без НДС:				рост к 1 кв, %		рост к 1 кв, %		рост к 1 кв, %	
	с 01 января	руб/ Гкал	1 337,50	1 337,50		1327,50		1 380,83		
	с 01 июля	руб/ Гкал		1 470,42	109,9%	1 380,83	104,0%	1 435,83	104,0%	

15.2 Тарифные последствия в зонах деятельности прочих теплоснабжающих организаций

По остальным теплоснабжающим организациям мероприятий схемой теплоснабжения не предусмотрено, а именно системы теплоснабжения от котельной п. Белое Озеро СМУП «Белое озеро», котельных ул. Водогон и с. Ненокса МПЖРЭП Северодвинска.

Тарифы на тепловую энергию в данных системах теплоснабжения будут индексироваться в соответствии с индексами дефляторами прогноза Минэкономразвития.

В таблице 15-2 представлены прогнозные тарифы для потребителей данных систем теплоснабжения.

Таблица 15-2 – Прогноз тарифов на тепловую энергию для потребителей городского округа Архангельской области «Северодвинск», за исключением систем теплоснабжения от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

Год	2021 факт	2022 факт	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
МПЖРЭП Северодвинская система теплоснабжения от котельной ул. Вологодн, руб./Гкал без НДС	6314,47	6567,04	6829,73	7102,91	7387,03	7682,51	7989,81	8309,41	8641,78	8987,45	9346,95	9720,83	10109,66	10514,05	10934,61	11355,17	11775,73	12196,29	12616,85	13037,41
МПЖРЭП Северодвинская система теплоснабжения от котельной с. Ненокса, руб./Гкал без НДС	7430,01	7727,21	8036,30	8357,75	8692,06	9039,74	9401,33	9777,39	10168,48	10575,22	10998,23	11438,16	11895,69	12371,51	12866,37	13361,23	13856,09	14350,95	14845,81	15340,67
МПЖРЭП Северодвинская льготный тариф для населения системы теплоснабжения от котельных ул. Вологодн и с. Ненокса, руб./Гкал с НДС	1204,50	1252,68	1302,79	1354,90	1409,09	1465,46	1524,08	1585,04	1648,44	1714,38	1782,95	1854,27	1928,44	2005,58	2085,80	2166,02	2246,24	2326,46	2406,68	2486,90
МПЖРЭП Северодвинская льготный тариф для потребителей приравненных к населению системы теплоснабжения от котельных ул. Вологодн и с. Ненокса, руб./Гкал без НДС	1003,75	1043,90	1085,66	1129,08	1174,25	1221,22	1270,06	1320,87	1373,70	1428,65	1485,80	1545,23	1607,04	1671,32	1738,17	1805,02	1871,87	1938,72	2005,57	2072,42
СМУП «Белое озеро» система теплоснабжения от котельной п. Белое Озеро, руб./Гкал	5834,28	6067,65	6310,35	6562,77	6825,28	7098,29	7382,22	7677,51	7984,61	8303,99	8636,15	8981,60	9340,86	9714,50	10103,08	10491,66	10880,24	11268,82	11657,4	12045,98
СМУП «Белое озеро» льготный тариф для населения и потребителей приравненных к населению система теплоснабжения от котельной п. Белое Озеро, руб./Гкал	1204,50	1252,68	1302,79	1354,90	1409,09	1465,46	1524,08	1585,04	1648,44	1714,38	1782,95	1854,27	1928,44	2005,58	2085,80	2166,02	2246,24	2326,46	2406,68	2486,90