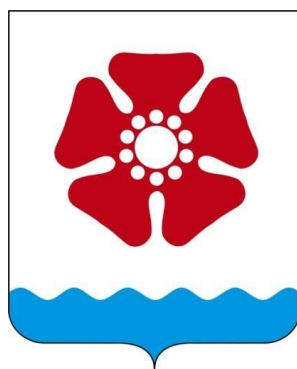


«УТВЕРЖДАЮ»

Председатель Комитета
жилищно-коммунального хозяйства,
транспорта и связи Администрации
Северодвинска

_____ С.Н. Спирин

«__» _____ 2021г.



**Схема теплоснабжения
городского округа Архангельской области
«Северодвинск» на период до 2035 года
(Актуализация на 2022 год)**

Шифр ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.000.000.А-2022

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения городского округа Архангельской области «Северодвинск» (Актуализация на 2022 год)	ТГ-03-20.УЧ-ПСТ.001.000.А-2022
Книга 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.001.000.А-2022
Книга 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.002.000.А-2022
Книга 3. Электронная модель системы теплоснабжения городского округа Архангельской области «Северодвинск»	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.003.000.А-2022
Книга 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.004.000.А-2022
Книга 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.005.000.А-2022
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-2022
Книга 7. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.007.000.А-2022
Книга 8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.008.000.А-2022
Книга 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.009.000.А-2022
Книга 10. Перспективные топливные балансы	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.010000.А-2022
Книга 11. Оценка надежности теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.011.000.А-2022
Книга 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.012.000.А-2022
Книга 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.013.000.А-2022
Книга 14. Ценовые (тарифные) последствия	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.014.000.А-2022
Книга 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.015.000.А-2022
Книга 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.016.000.А-2022
Книга 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.017.000.А-2022
Книга 18. Сводный том изменений, выполненных в актуализированной схеме теплоснабжения	ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.018.000.А-2022

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 прироста потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе	10
1.2 Величина существующей отапливаемой площади строительных фондов и прироста 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 ТЕПЛОМощности ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОМощности ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОМощности 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 реаллии мероприятий по вариантам	51
4.7 Выбор приоритетного варианта развития систем теплоснабжения города	54

5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	58
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	58
5.2 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии	58
5.3 Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения	58
5.4 Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных	63
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	63
5.6 Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для каждого этапа	63
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	63
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	63
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	64
5.11 Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	64
6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ	65
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)	65
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	67
6.3 Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения	70
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	70
6.5 Предложения по реконструкции тепловых сетей, выработавших нормативный срок службы	72
7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	74
8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	78
8.1 Существующие и перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива	78
8.2 Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии	80
9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ	81
9.1 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе	81
9.2 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе	83
9.3 Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения	86
9.4 Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе	86
10. РЕШЕНИЕ О ПРОИСВОЕНИЕ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)	87
11. РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	91
12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ	92

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	97
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	97
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	97
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	98
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	98
14. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ	99
15. ТАРИФНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ РЕАЛИЗАЦИИ	116
15.1 Тарифные последствия в зонах деятельности ПАО «ТГК-2»	116
15.2 Тарифные последствия в зонах деятельности прочих теплоснабжающих организаций	117

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 теплопотребляющими 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 – Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки при реализации вариантов 2 и 4 по годам	55
Таблица 4-8 – Инвестиции в реализацию мероприятий по выбранному варианту развития	56
Таблица 5-1 – Характеристики вводимого в эксплуатацию котельного оборудования СТЭЦ-1	58

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 6-1 – Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для перераспределения нагрузки с СТЭЦ-1 на СТЭЦ-2	66
Таблица 6-2 – Объем инвестиций в строительство ПНС-4.....	67
Таблица 6-3 – Мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения новых потребителей	67
Таблица 6-4 Участки теплосетей запланированные к строительству для подключения новых потребителей	67
Таблица 6-5 – Мероприятия по реконструкции тепловых сетей для подключения новых потребителей	69
Таблица 6-6 – Мероприятия по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для повышения эффективности функционирования тепловых сетей	71
Таблица 6-7 – Мероприятия по реконструкции тепловых сетей, исчерпавших эксплуатационный ресурс	72
Таблица 7-1 – Суммарная стоимость мероприятия.....	74
Таблица 7-2 – Перевод на закрытую ГВС.....	75
Таблица 8-1 – Существующие и перспективные топливные балансы СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2	79
Таблица 8-2 – Существующие и перспективные топливные балансы котельных.....	79
Таблица 9-1 – Капитальные вложения в источники тепловой энергии	82
Таблица 9-2 – Капитальные вложения в тепловые сети и сооружения на них.....	84
Таблица 10-1 - Обоснование соответствия организаций, предлагаемых в качестве ЕТО, критериям определения ЕТО	88
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	98
Таблица 14-1 – Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в городского округа Архангельской области «Северодвинск».....	100
Таблица 14-2 – Индикаторы, характеризующие работу источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	101
Таблица 14-3 – Индикаторы, характеризующие работу котельных	103
Таблица 14-4 – Индикаторы, характеризующие работу тепловых сетей	105
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
Рисунок 15-1 – Прогнозный и предельный тариф на тепловую энергию для потребителей ПАО «ТГК-2», систем теплоснабжения от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2	117

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 прироста 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. 26 МПЖРЭП Северодвинска;
- Система теплоснабжения от котельной п. Белое Озеро СМУП ЖКХ «Горвик».

Расчетные тепловые нагрузки по элементам территориального деления, определенные по данным за наиболее холодную пятидневку с 29 января по 2 февраля 2020 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 (средне недельная)	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 (средне недельная)	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 2016-2020 годы.

Таблица 1-4 – Ввод зданий и строений за 2016-2020 годы

Нагрузки	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 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 составит 7,53 Гкал/ч, что примерно соответствует приростам 2018 и 2019 года, приросты нагрузки на жилье и прочие объекты составит 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 2031-2035 года формируем исходя из Генерального плана города, утвержденного Решением городского Совета депутатов №35 от 14.12.2017 г., согласно которому планируется вводить по 70,40 тыс. м² жилья ежегодно. Объем нежилых объектов берем по соотношению выданных ТУ, так площадь вводимых объектов социально-бытового и промышленного назначения составляет 59 % площади жилья запланированного к вводу согласно ТУ. Таким образом, на перспективу 2031-2035 года площадь ежегодно вводимых объектов социально-бытового и промышленного назначения принимаем на уровне 41,42 тыс. м².

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	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	Всего
ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, в т.ч.:	7,53	4,88	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	72,65
Жилье	4,29	4,21	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	46,61
Прочие здания	3,24	3,28	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	31,53
Снос	0	-2,61	-1,09	0	-1,79	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5,49
Котельная ул. Водогон	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
Котельная с. Нёнокса	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по МО Северодвинск	7,53	4,88	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	72,65

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

Единица территориального деления	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	Всего
г. Северодвинск, в т.ч.:	7,53	4,88	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	72,65
Жилье	4,29	4,21	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	46,61
Прочие здания	3,24	3,28	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	31,53
Снос	0	-2,61	-1,09	0	-1,79	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5,49
п. Белое Озеро	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
Всего по МО Северодвинск	7,53	4,88	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	72,65

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

Источник тепловой энергии	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, в т.ч.:	778,94	786,47	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
Отопление и вентиляция	664,9	671,50	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
ГВС (среднедельная)	63,8	64,73	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
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
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
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
ГВС (среднедельная)	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
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
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
ГВС (среднедельная)	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
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
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
ГВС (среднедельная)	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
Всего по МО Северодвинск	779,46	786,99	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
Отопление и вентиляция	665,42	672,02	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
ГВС (среднедельная)	63,8	64,73	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
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

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

Источник тепловой энергии	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
г. Северодвинск, в т.ч.:	779,10	786,63	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
Отопление и вентиляция	665,06	671,66	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
ГВС (среднедельная)	63,8	64,73	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
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
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
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
ГВС (среднедельная)	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
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
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
ГВС (среднедельная)	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
Всего по МО Северодвинск	779,46	786,99	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
Отопление и вентиляция	665,42	672,02	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
ГВС (среднедельная)	63,8	64,73	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
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

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 2020 году составило 182,77 тыс. чел. Отопливаемая площадь жилых зданий 4317,5 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	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	Всего
ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, в т.ч.:	161,37	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	1995,60
Жилье	93,28	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	1278,19
Прочие здания	68,09	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	759,23
Снос	0	-19,82	-8,12	0	-13,89	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
Котельная п. Белое Озеро	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
Всего по МО Северодвинск	161,37	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	1995,60

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

Единица территориального деления	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	Всего
г. Северодвинск, в т.ч.:	161,37	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	1995,60
Жилье	93,28	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	1278,19
Прочие здания	68,09	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	759,23
Снос	0	-19,82	-8,12	0	-13,89	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
с. Нёнокса	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего по МО Северодвинск	161,37	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	1995,60

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 ТЕПЛОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОЙ 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

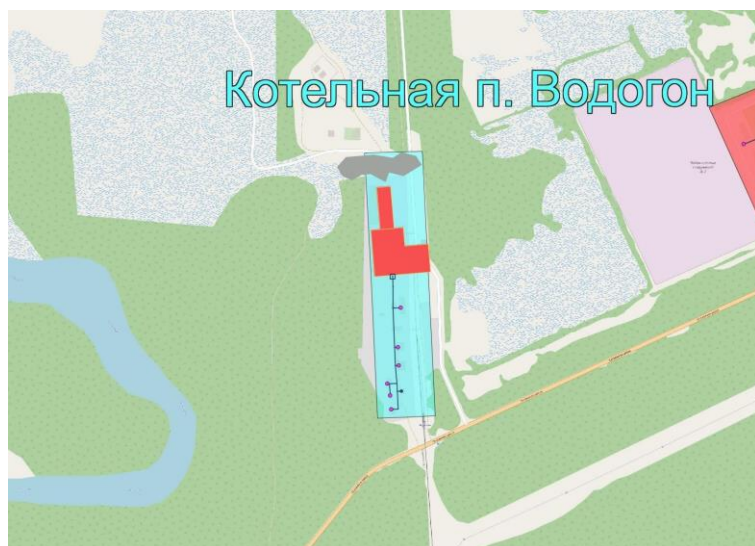


Рисунок 2-2 – Зоны действия котельной на ул. Водогон



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

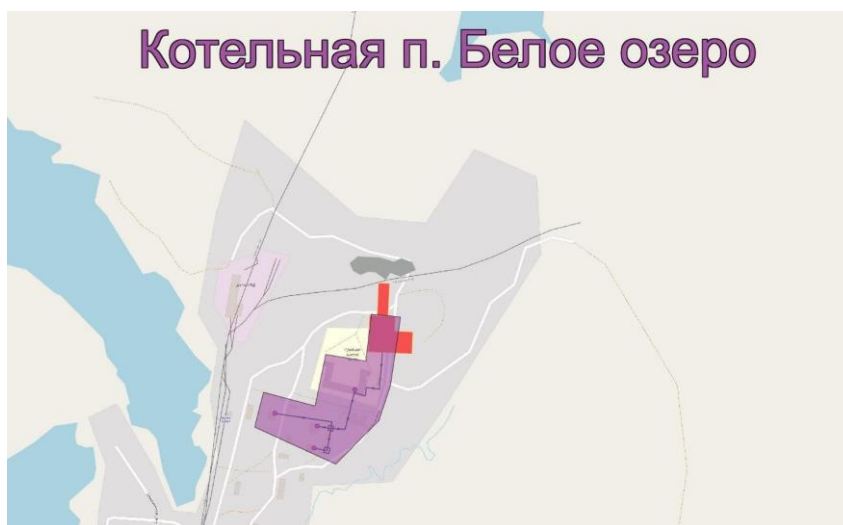


Рисунок 2-4 – Зоны действия котельной в п. Белое озеро

На перспективу до 2035 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 2035 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 «ТГК-2» и перспективной тепловой нагрузки в г. Северодвинск

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 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
СТЭЦ-1	Гкал/ч																	
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	578	678	190	190	370	370	370
Отборов турбин	Гкал/ч	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	464	156	156	156	156	156
РОУ	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34	34	34	34	34	34
Водогрейные котлы	Гкал/ч	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	0	0	180	180	180
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	633	190	190	370	370	370
Отборов турбин	Гкал/ч	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	398	464	156	156	156	156	156
РОУ	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	34	34	34	34	34	34
Водогрейные котлы	Гкал/ч	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	0	0	0	180	180	180
Собственные нужды	Гкал/ч	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	607	164	164	344	344	344
Суммарная расчетная тепловая нагрузка	Гкал/ч	319,37	322,00	323,71	325,90	328,48	329,87	331,16	349,66	364,26	322,00	323,71	325,90	144,61	146,01	147,30	165,80	180,40
Тепловая нагрузка в горячей водой	Гкал/ч	269,13	271,76	273,47	275,66	278,24	279,63	280,92	299,42	314,02	271,76	273,47	275,66	94,37	95,77	97,06	115,56	130,16
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	50,24	50,24	50,24	50,24
Потери тепловой мощности в тепловых сетях	Гкал/ч	27	27	27	27	28	28	28	28	29	27	27	27	28	28	28	28	29
Потери тепловой мощности в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	27	27	27	27	28	28	28	28	29	27	27	27	28	28	28	28	29
Суммарная расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	346,3	349	351	353	356	358	359	378	393	349	351	353	172	174	175	194	209
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	Гкал/ч	296,1	299	301	303	306	307	309	328	343	299	301	303	122	124	125	144	159
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
Дефицит/Резерв тепловой мощности	Гкал/ч	160,7	157,8	156,0	153,7	150,9	149,4	147,9	128,9	113,9	157,8	156,0	253,7	-8,2	-9,7	168,8	149,8	134,8
Дефицит/Резерв тепловой мощности при выходе из строя самого большого по мощности агрегата	Гкал/ч	45,3	43,2	41,8	40,1	38,0	36,9	35,9	21,1	9,4	43,2	41,8	140,1	-72,0	-73,3	3,4	-13,4	-26,6
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
Отборов турбин	Гкал/ч	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
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	725	816	816	816	816	816
Отборов турбин	Гкал/ч	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	325	416	416	416	416	416
РОУ	Гкал/ч	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
Собственные нужды	Гкал/ч	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	801	801	801	801	801
Суммарная расчетная тепловая нагрузка	Гкал/ч	509,81	514,71	517,88	521,95	526,72	530,53	534,14	535,81	537,58	514,71	517,88	521,95	710,59	714,50	718,11	719,67	721,44
Тепловая нагрузка в горячей водой	Гкал/ч	509,81	514,71	517,88	521,95	526,72	530,53	534,14	535,81	537,58	514,71	517,88	521,95	710,59	714,50	718,11	719,67	721,44
Тепловая нагрузка в паре	Гкал/ч	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	50	51	51	51	51	52	53	54
Потери тепловой мощности в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	50	50	51	51	51	51	52	53	54	50	51	51	51	51	52	53	54
Суммарная расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	559,9	565	569	573	578	582	586	589	591	565	569	573	762	766	770	773	775

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 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2030 г.	2035 г.
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	Гкал/ч	559,9	565	569	573	578	582	586	589	591	565	569	573	762	766	770	773	775
Тепловая нагрузка на выводах в паре	Гкал/ч	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	144,8	141,4	137,1	132,0	128,0	124,0	121,4	118,9	144,8	141,4	137,1	39,1	35,0	31,0	28,5	26,0
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	107,0	104,5	101,3	28,2	24,6	21,1	18,9	16,7
Суммарно по СЦТ СТЭЦ-1, СТЭЦ-2	Гкал/ч																	
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1683	1783	1295	1295	1475	1475	1475
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1258	1358	1006	1006	1186	1186	1186
Собственные нужды	Гкал/ч	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	1317	965	965	1145	1145	1145
Суммарная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	906	914	920	926	934	940	945	964	984	914	920	926	934	940	945	964	984
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	Гкал/ч	856	864	869	876	884	889	895	914	934	864	869	876	884	889	895	914	934
Тепловая нагрузка на выводах в паре	Гкал/ч	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	78	78	78	79	79	80	81	82	78	78	78	79	79	80	81	82
Потери тепловой мощности в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	77	78	78	78	79	79	80	81	82	78	78	78	79	79	80	81	82
Дефицит/Резерв тепловой мощности	Гкал/ч	311	303	297	291	283	277	272	253	233	303	297	391	31	25	200	181	161
Дефицит/Резерв тепловой мощности при выходе из строя самого большого по мощности агрегата	Гкал/ч	156,3	150,2	146,3	141,3	135,5	131,3	127,4	111,2	98,1	150,2	146,3	241,3	-43,7	-48,7	24,5	5,5	-10,0

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

Показатель	Ед. изм.	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)									
	год	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035
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	Гкал/час	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
	%	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	0,176	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164
<i>Отопление</i>	<i>Гкал/час</i>	<i>0,176</i>	<i>0,164</i>	<i>0,164</i>	<i>0,164</i>	<i>0,164</i>	<i>0,164</i>	<i>0,164</i>	<i>0,164</i>	<i>0,164</i>	<i>0,164</i>
<i>Вентиляция</i>	<i>Гкал/час</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>
<i>ГВС</i>	<i>Гкал/час</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>
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
<i>Отопление</i>	<i>Гкал/час</i>	<i>0,214</i>	<i>0,214</i>	<i>0,214</i>	<i>0,214</i>	<i>0,214</i>	<i>0,214</i>	<i>0,214</i>	<i>0,214</i>	<i>0,214</i>	<i>0,214</i>
<i>Вентиляция</i>	<i>Гкал/час</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>
<i>ГВС</i>	<i>Гкал/час</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>	<i>0,000</i>
Резерв("+)/Дефицит("-") (по договорной нагрузке)	Гкал/час	0,583	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463
	%	69,9%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%	55,5%
Резерв("+)/Дефицит("-") (по расчетной нагрузке)	Гкал/час	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545	0,545
	%	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("-") (при аварийном выводе котла)	Гкал/час	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
	%	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.	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)									
	год	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035
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
<i>Отопление</i>	Гкал/час	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156
<i>Вентиляция</i>	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>ГВС</i>	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
<i>Отопление</i>	Гкал/час	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183
<i>Вентиляция</i>	Гкал/час	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>ГВС</i>	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.	Расчетный срок (на конец рассматриваемого периода)									
	год	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2030	2035
Установленная мощность	Гкал/час	1,585	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	1,585
Собственные нужды	Гкал/час	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
	%	0,73%	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	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	0,046
	%	12,5%	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	0,204
<i>Отопление</i>	<i>Гкал/час</i>	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204	0,204
<i>Вентиляция</i>	<i>Гкал/час</i>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>ГВС</i>	<i>Гкал/час</i>	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	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325
<i>Отопление</i>	<i>Гкал/час</i>	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325	0,325
<i>Вентиляция</i>	<i>Гкал/час</i>	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>ГВС</i>	<i>Гкал/час</i>	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	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323	1,323
	%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%	84,1%
Резерв("+)/Дефицит("-") (по расчетной нагрузке)	Гкал/час	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202	1,202
	%	76,4%	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	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	1,034
Резерв("+)/Дефицит("-") (при аварийном выводе котла)	Гкал/час	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662	0,662
	%	64,1%	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 $Q_{сумм}^{м.ч} < 0,1$ Гкал/ч, дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения объекта капитального строительства заявителя к существующим тепловым сетям исполнителя определяется в соответствии с формулой.

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

где

$ДСО_{тс}$ – 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 подключения 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).

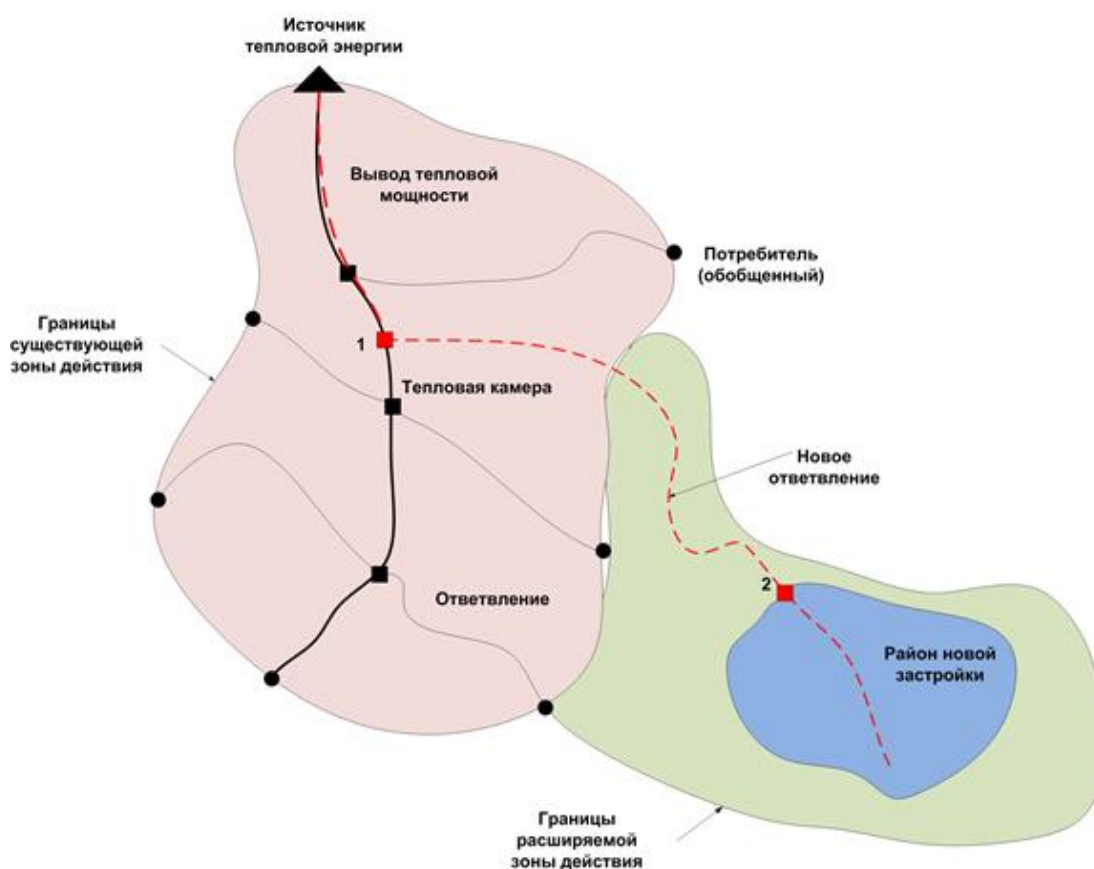


Рисунок 2-5 – Расширение зоны действия существующего источника теплоснабжения генерация

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 81-02-13-2017. Сборник № 13. Наружные тепловые сети», утвержденных приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации № 1011/пр от 21 июля 2017 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;
- $ПЗП_t$ – плата за подключение объекта заявителя с тепловой нагрузкой $Q_{сумм}^{м.ч}$ <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 (2017+1)-й, (2017+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, включенному к тепловой сети исполнителя, тепловой энергии за период t в 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:

$$B_t = Q_3^{пл} \times C_{тэ,t} \times ИСПГ_t = Q_{сум}^{м.ч} \times ЧЧМ_{ср} \times C_{тэ,t} \times ИСПГ_t \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год}$$

где

$Q_3^{пл}$ – 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.

$ИСПГ_t$ – 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:

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

где

$Z_{t,t}$ – 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:

$$Z_{t,t} = Q_3^{\text{пл}} \times b_{\text{ф},t} \times C_{t,t} \times (1 + I_t^n) \times 10^{-3}, \text{ тыс. руб./год}$$

где

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

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

$C_{t,t}$ – 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

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

где

- $\gamma_{\text{ст}}$ – удельная стоимость передачи тепловой энергии, сложившаяся в ме теплоснабжения исполнителя, к тепловым сетям которой соединяются объект 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,

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

Перспективные потребители города Воронежа, 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.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
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	м ³	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	1596,5	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	м ³	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	1598,8	1599,1	1599,4	1599,7	1599,7	149,9	150,2	150,6	150,9	151,2	151,4	151,6	151,8	152,0	152,2	152,3
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	148,8	149,1	149,4	149,7	149,7	149,9	150,2	150,6	150,9	151,2	151,4	151,6	151,8	152,0	152,2	152,3
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	2038	2039	2039	2039	2040	2040	2041	2042	2042	2043	2043	2044	2044	2044	2045
Аварийная подпитка тепловой сети (в период повреждения участка)	т/ч	3228	3231	3234	3237	3237	3239	3242	3246	3249	3252	3254	3256	3258	3260	3262	3263
Резерв/Дефицит к подпитке тепловой сети	т/ч	739	741	741	740	740	740	739	738	738	737	737	736	736	736	735	735
Доля резерва/дефицита к подпитке тепловой сети к подпитке тепловой сети	%	26,4	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
Резерв/Дефицит к аварийной подпитке	т/ч	-452	-452	-454	-457	-458	-459	-463	-466	-469	-472	-475	-476	-478	-480	-482	-484
Доля резерва/дефицита к аварийной подпитке	%	-16,1	-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

* - 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, в период до 2024 года ПАО «ТГК-2» планирует провести реконструкцию 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. Основным топливом энергетических котлов запроектирован природный газ, резервным мазут.

После ввода нового оборудования и проведения мероприятий на сетях по перераспределению нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 планируется вывод из эксплуатации всех старых энергетических котлов и турбин. В 2024 году из эксплуатации будут выведены турбоагрегаты № 3, 5, 6, энергетические котлы № 5, 6, 7, 8, 9.

После реконструкции 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, а так же вынос сетевых насосов из здания главного корпуса второй очереди. Полная тепловая мощность СТЭЦ-1 будет определяться вариантом развития системы теплоснабжения города.

В рамках схемы теплоснабжения рассматривается шесть 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 типа ПТВМ-50 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 типа ПТВМ-50 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 типа ПТВМ-50 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 типа ПТВМ-50 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.

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:

- Реконструкция теплотрассы «Ж» от ТК-14Ж до т.А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90м;
- 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 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 2:

- Реконструкция теплотрассы «Ж» от ТК-14Ж до т.А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90м;

- 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 3:

- Реконструкция теплотрассы «Ж» от ТК-14Ж до т.А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90м;
- 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 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 4:

- Реконструкция теплотрассы «Ж» от ТК-14Ж до т.А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90м;
- 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 5:

- Реконструкция теплотрассы «Ж» от ТК-14Ж до т.А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90м;
- 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 типа ПТВМ-50, 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 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 6:

- Реконструкция теплотрассы «Ж» от ТК-14Ж до т.А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90м;
- 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;
- Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15м.

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.

Таблица 4-1 – Варианты развития систем теплоснабжения города Северодвинска

Вне зависимости от варианта					
<p>Техническое перевооружение Северодвинской ТЭЦ-1 с заменой устаревшего оборудования и переходом на другой вид топлива – природный газ.</p> <p>Предполагаемые мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> Ввод трех энергетических котлов типа Е-160-9,8-540ГМ и двух турбин Е-160-9,8-540ГМ; Вывод 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
<p>Строительство на СТЭЦ-1 пиковой водогрейной котельной в составе четырех котлов типа ПТВМ-50 тепловой мощностью 200 Гкал/ч и проведение реконструкции котла ПТВМ-180, суммарная тепловая мощность ТЭЦ-1 составит 570 Гкал/ч.</p> <p>Тепловая нагрузка на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 составит 318 Гкал/ч, на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-2 – 616 Гкал/ч.</p> <p>Мероприятия, предполагаемые вариантом:</p> <ul style="list-style-type: none"> Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами ПТВМ-50, 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 II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180; Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим; Реконструкция теплотрассы “Ж” от ТК-14Ж до т. А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90 м; Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м; Реконструкция тепломатриалы «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850 м; Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G_{пр}=2200 т/ч). 	<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 теплотрассы “Ж” от ТК-14Ж до т. А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90 м; Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м; Реконструкция тепломатриалы «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850 м; Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж (G_{пр}=10100 т/ч, G_{обр}=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 типа ПТВМ-50 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"> Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 2 водогрейными котлами ПТВМ-50, мощностью 100 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 II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180; Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим; Реконструкция теплотрассы “Ж” от ТК-14Ж до т. А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90 м; Реконструкция теплотрассы “Ж” от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850 м; Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж (G_{пр}=10100 т/ч, G_{обр}=9200 т/ч); Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м; Реконструкция тепломатриалы «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850 м; Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G_{пр}=2600 т/ч, G_{обр}=1900 т/ч). 	<p>Реконструкцию 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 II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180; Реконструкция теплотрассы “Ж” от ТК-14Ж до т. А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90 м; Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м; Реконструкция тепломатриалы «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850 м; Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж (G_{пр}=10100 т/ч, G_{обр}=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 типа ПТВМ-50 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 водогрейными котлами ПТВМ-50, 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 II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180; Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим; Реконструкция теплотрассы “Ж” от ТК-14Ж до т. А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90 м; Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м; Реконструкция тепломатриалы «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850 м; Строительство участка теплосети от новой котельной до ТК-4Я диаметром Ду800 протяженностью 200 м; Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G_{пр}=2700 т/ч, G_{обр}=1800 т/ч); 	<p>Строительство на СТЭЦ-1 пиковой водогрейной котельной в составе четырех котлов типа ПТВМ-50 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 водогрейными котлами ПТВМ-50, мощностью 200 Гкал/ч; Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим; Реконструкция теплотрассы “Ж” от ТК-14Ж до т. А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90 м; Реконструкция теплосетевой перемычки в ТК-13Ж с увеличением диаметра с Ду500 на Ду800, протяженностью 15 м; Реконструкция тепломатриалы «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с Ду1000 на Ду1200, 850 м; Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G_{пр}=2600 т/ч, G_{обр}=2000 т/ч).

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 2019-2020 года.

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

Наименование	29.01.2020	30.01.2020	31.01.2020	01.02.2020	02.02.2020	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.

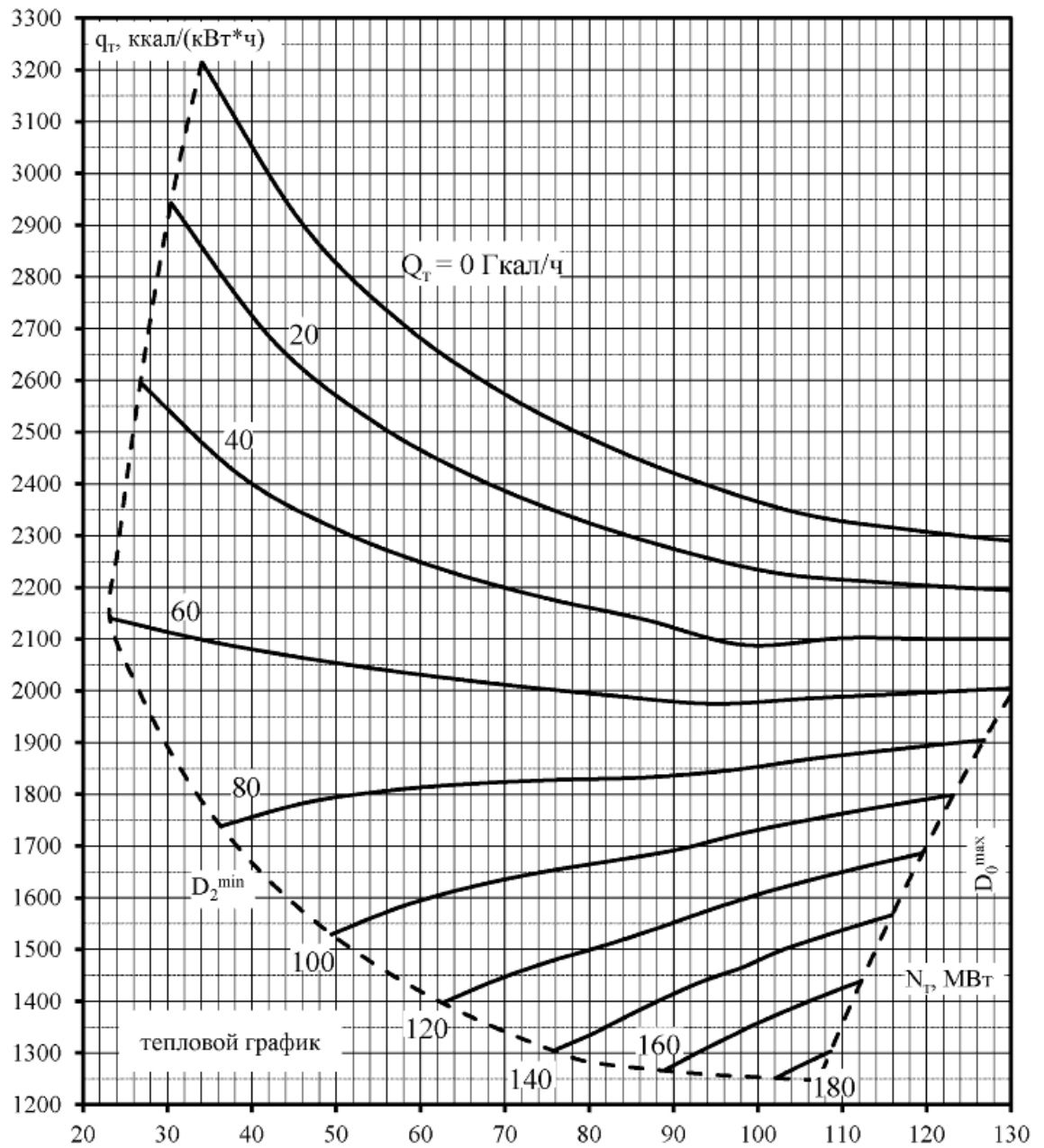


Рисунок 4-1 – Удельный расход тепла на выработку электроэнергии турбины Т-110/120-130

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 2035 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
ГОРОД						
Существующая тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	856	856	856	856	856	856
Прирост тепловой нагрузки за счет перспективных потребителей	78	78	78	78	78	78
Перспективная тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	934	934	934	934	934	934
СТЭЦ-1						
Установленная тепловая мощность	570	190	470	370	370	390
Располагаемая тепловая мощность, т.ч.:	570	190	470	370	370	390
Отборов турбин	156	156	156	156	156	156
РОУ	34	34	34	34	34	34
Водогрейные котлы	380	0	280	180	180	200
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	318	159	259	159	125	244
Собственные нужды	15	15	15	15	15	15
Тепловая нагрузка пар	50	50	50	50	50	50
Суммарная тепловая нагрузка	383	224	324	224	190	309
Резерв тепловой мощности	187	-34	146	146	180	81
СТЭЦ-2						
Установленная тепловая мощность	1105	1105	1105	1105	1105	1106
Располагаемая тепловая мощность, т.ч.:	816	816	816	816	816	816
Отборов турбин	390	390	390	390	390	390
РОУ (собственные нужды)	26	26	26	26	26	26
Водогрейные котлы	400	400	400	400	400	400
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	616	775	675	775	665	690

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

*- 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 2019-2020 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 оС, что практически соответствует средней температуре наружного воздуха, которая за отопительный период 2019-2020 года составила -0,3 оС. Для оценки теплофикационной загрузки оборудования, в наиболее длительных режимах, пересчитаем нагрузки по вариантам на среднюю температуру, результаты расчетов приведены в таблице 4-4.

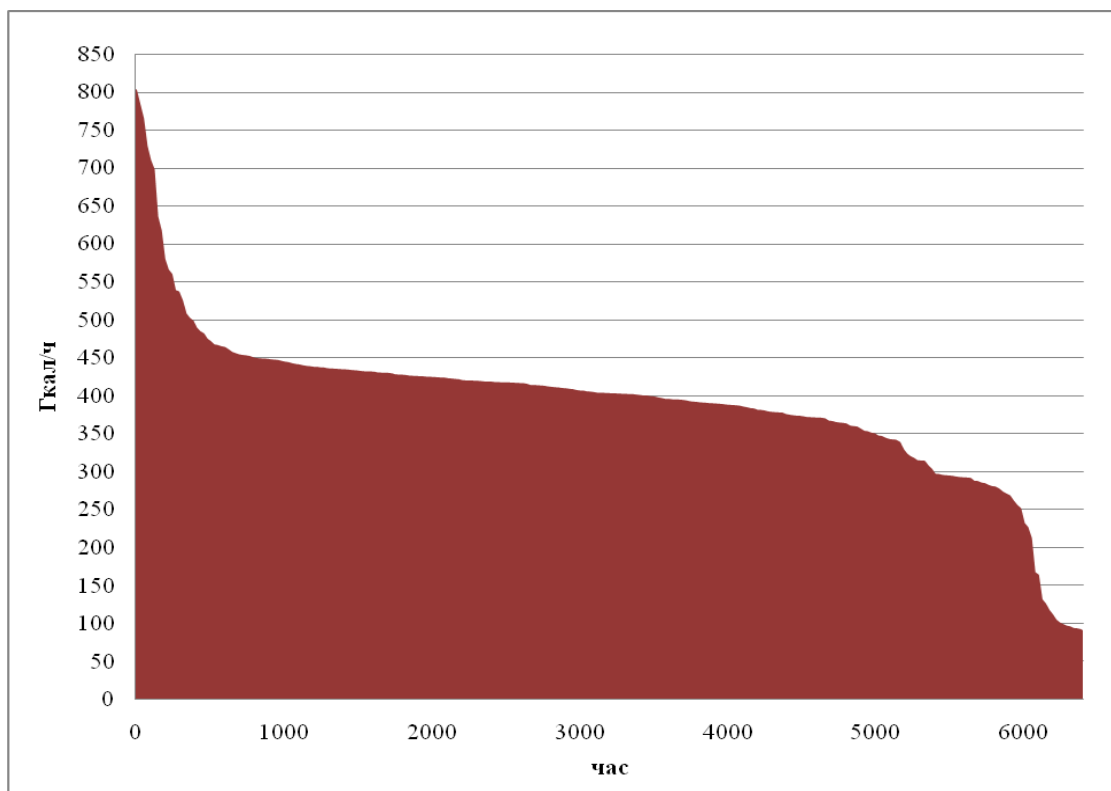


Рисунок 4-2- График Россандера продолжительности тепловой нагрузки на коллекторах водяных тепловых сетей СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

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

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

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 и 3 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
СТЭЦ-1							
Отпуск электроэнергии	тыс. кВт*ч	289040	289040	289040	289040	241628	289040
Отпуск тепловой энергии	Гкал	1220400	697777	1030481	697777	599273	981958
Расход топлива, т.ч.	т.у.т.	267389	201412	243996	201412	179572	239698
Расход природного газа	т.у.т.	267389	201412	243996	201412	179572	239698
	тыс.м ³	231506	174383	211252	174383	155474	207530
Расход мазута	т.у.т.	0	0	0	0	0	0
	т.	0	0	0	0	0	0
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г.у.т./кВт*ч	349,6	370,2	356,8	370,2	384,3	360,8
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	136,3	135,3	136,7	135,3	144,7	137,9
СТЭЦ-2							
Отпуск электроэнергии	тыс. кВт*ч	1204665	1204665	1204665	1204665	1245343	1204665
Отпуск тепловой энергии	Гкал	1924926	2447549	2114845	2447549	2139692	2163368
Расход топлива, т.ч.	т.у.т.	644830	707999	666079	707999	681929	670309
Расход природного газа	т.у.т.	644376	705901	665115	705901	681126	668418
	тыс.м ³	557902	611169	575858	611169	589720	578717
Расход мазута	т.у.т.	453	2099	964	2099	803	1890
	т.	333	1542	708	1542	590	1389
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г.у.т./кВт*ч	305,5	298,6	302,4	298,6	301,2	301,6
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	143,8	142,3	142,7	142,3	143,4	141,9
Суммарно по СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2							
Отпуск электроэнергии	тыс. кВт*ч	1493705	1493705	1493705	1493705	1486971	1493705
Отпуск тепловой энергии	Гкал	3145326	3145326	3145326	3145326	2738965	3145326
Потребленное топливо ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2	т.у.т.	912218	909411	910075	909411	861502	910007
Расход природного газа	т.у.т.	911765	907312	909112	907312	860699	908116
	тыс.м ³	789407	785552	787110	785552	745194	786248
Расход мазута	т.у.т.	453	2099	964	2099	803	1890

Параметры	Ед. измерения	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6
	т.	333	1542	708	1542	590	1389
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
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

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.

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	
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.
Источники тепловой энергии											
Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами ПТВМ-50, мощностью 200 Гкал/ч	1 070 463	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	10 021	Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 2 водогрейными котлами ПТВМ-50, мощностью 100 Гкал/ч	559 329	Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа.	520 458	Строительство на острове Ягры газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами ПТВМ-50, мощностью 200 Гкал/ч	1 022 268	Строительство на ТЭЦ-1 газовой водогрейной котельной с 4 водогрейными котлами ПТВМ-50, мощностью 200 Гкал/ч	1 070 463
Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа.	520 458	–	–	Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа.	520 458	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	10 021	Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа.	520 458	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	10 021
На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180	102 602	–	–	На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180	102 602	На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180	102 602	На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180	102 602	–	–
Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	10 021	–	–	Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	10 021			Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	10 021	–	–
Тепловые сети											
Реконструкция теплотрассы “Ж” от ТК-14Ж до т. А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90 м	3 536	Реконструкция теплотрассы “Ж” от ТК-14Ж до т. А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90 м	3 536	Реконструкция теплотрассы “Ж” от ТК-14Ж до т. А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90 м	3 536	Реконструкция теплотрассы “Ж” от ТК-14Ж до т. А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90 м	3 536	Реконструкция теплотрассы “Ж” от ТК-14Ж до т. А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90 м	3 536	Реконструкция теплотрассы “Ж” от ТК-14Ж до т. А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90 м	3 536
Реконструкция теплосетевой перемычки 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.	6 601	Реконструкция теплосетевой перемычки 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.	6 601	Реконструкция теплосетевой перемычки 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.	6 601	Реконструкция теплосетевой перемычки 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.	6 601	Реконструкция теплосетевой перемычки 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.	6 601	Реконструкция теплосетевой перемычки 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.	6 601

Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4		Вариант 5		Вариант 6	
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.
Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с ДУ1000 на ДУ1200, 850м	103 433	Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с ДУ1000 на ДУ1200, 850м	103 433	Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с ДУ1000 на ДУ1200, 850м	103 433	Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с ДУ1000 на ДУ1200, 850м	103 433	Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с ДУ1000 на ДУ1200, 850м	103 433	Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с ДУ1000 на ДУ1200, 850м	103 433
Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G _{обр} =2200 т/ч)	65 857	Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж (G _{пр} =10100 т/ч, G _{обр} =9200 т/ч)	234 832	Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G _{пр} =2600 т/ч, G _{обр} =1900 т/ч)	138 178	Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж (G _{пр} =10100 т/ч, G _{обр} =9200 т/ч)	234 832	Строительство участка теплосети от новой котельной до ТК-4Я диаметром Ду800 протяженностью 200м	27 155	Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G _{пр} =2600 т/ч, G _{обр} =2000 т/ч)	138 178
		Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ТП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе	2 490			Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ТП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе	2 490	Строительство насосной станции ПНС-2 в районе ТК-14А (G _{пр} =2700 т/ч, G _{обр} =1800 т/ч)	138 178		
		Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах.	4 970			Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах.	4 970				
Всего	1 882 971	Всего	365 883	Всего	1 444 158	Всего	988 943	Всего	1 934 252	Всего	1 332 232

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 только в варианте 5), 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 2035, 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 самую 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.

По совокупности показателей в качестве приоритетного варианта рекомендуется к реализации **вариант 4**, с реконструкцией котла ПТВМ-180 на СТЭЦ-1.

Для оптимизации инвестиций и перераспределения их части на более поздний период на первом этапе предполагается реализация мероприятий по варианту 2, а в 2026 году провести мероприятия по реконструкции котла ПТВМ-180, как предусмотрено вариантом 4. На горизонте прогноза, расчетная тепловая нагрузка на выводах СТЭЦ-1 в горячей воде составит 159 Гкал/ч, на СТЭЦ-2 - 775 Гкал/ч.

Таблица 4-7 – Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки при реализации вариантов 2 и 4 по годам

Мероприятия	2024 г.	2026 г.	2035 г.
ГОРОД			
Существующая тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	856	856	856
Прирост тепловой нагрузки за счет перспективных потребителей	20	39	78
Перспективная тепловая нагрузка на выводах с горячей водой	876	895	934
СТЭЦ-1			
Установленная тепловая мощность	190	370	370
Располагаемая тепловая мощность, в т.ч.:	190	370	370
Отборов турбин	156	156	156
РОУ	34	34	34
Водогрейные котлы	0	180	180
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой, Гкал/ч	122	125	159
Собственные нужды, Гкал/ч	15	15	15
Тепловая нагрузка пар, Гкал/ч	50	50	50
Суммарная тепловая нагрузка Гкал/ч	187	190	224
Резерв тепловой мощности	3	180	146
СТЭЦ-2			
Установленная тепловая мощность	1105	1105	1105
Располагаемая тепловая мощность, в т.ч.:	816	816	816
Отборов турбин	390	390	390
РОУ (собственные нужды)	26	26	26
Водогрейные котлы	400	400	400
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой, Гкал/ч	754	770	775

Мероприятия	2024 г.	2026 г.	2035 г.
Собственные нужды, Гкал/ч	26	26	26
Суммарная тепловая нагрузка Гкал/ч	780	796	801
Резерв тепловой мощности	36	20	15
По системе объединенной теплоснабжения СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2			
Установленная тепловая мощность	1295	1295	1475
Располагаемая тепловая мощность, в т.ч.:	1006	1006	1186
Отборов турбин	546	546	546
РОУ	60	60	60
Водогрейные котлы	400	400	580
Тепловая нагрузка на выводах с горячей водой, Гкал/ч	876	895	934
Собственные нужды, Гкал/ч	41	41	41
Тепловая нагрузка пар, Гкал/ч	50	50	50
Суммарная тепловая нагрузка Гкал/ч	967	986	1025
Резерв тепловой мощности	39	200	161

Таким образом, в основной вариант развития системы теплоснабжения города Северодвинска предусматривает до 2024 г. реализацию сетевых мероприятий для перераспределения тепловой нагрузки согласно варианту 4.

В таблице 4-8 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 4-8 – Инвестиции в реализацию мероприятий по выбранному варианту развития

Мероприятие	Объем инвестиций, тыс. руб.						Стоимость мероприятия, тыс. руб.
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	
Источники тепловой энергии							
Реконструкция на ТЭЦ-1 водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа.	-	-	-			520 458	520 458
На ТЭЦ-1 вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180	-	-	-			102 602	102 602
Перевод на ТЭЦ-2 водогрейного котла ст. № 4 КТК-100 в пиковый режим	-	-	10 021			-	10 021
Тепловые сети							
Реконструкция теплотрассы "Ж" от ТК-14Ж до т. А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90 м	3 536	-	-			-	3 536

Мероприятие	Объем инвестиций, тыс. руб.						Стоимость мероприятия, тыс. руб.
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	
Реконструкция теплосетевой перемычки 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	-	6 601	-	-	-	-	6 601
Реконструкция тепломагистрали «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю с ДУ1000 на ДУ1200, 850м	100	-	40 000	63 333		-	103 433
Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж (G _{пр} =10100 т/ч, G _{обр} =9200 т/ч)	-	-	23 483	211 349		-	234 832
Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ТП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе.	-	2 490	-			-	2490
Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах.	-	4970	-	-	-	-	4 970
Всего	3 636	14 061	73 504	274 682	0	623 060	988 943

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 реконструкция и модернизация основного оборудования СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.

В период до 2024 года ПАО «ТГК-2» планирует провести реконструкцию Северодвинской ТЭЦ-1, предусматривающую установку двух турбин ПТ-30/40-8,8/1,3 по 30 МВт и трех паровых энергетических котла Е-160-9,8-540ГМ. Основным топливом энергетических котлов 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/см²	Завод изготовитель	Ввод в эксплуатацию	Основное топливо
10	Е-160-9,8-540ГМ	160	540	100	БКЗ	Декабрь 2022 г.	Природный газ
11	Е-160-9,8-540ГМ	160	540	100	БКЗ	Март 2023 г.	Природный газ
12	Е-160-9,8-540ГМ	160	540	100	БКЗ	Март 2023 г.	Природный 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	Декабрь 2022 г.	30	32	46
8	ПТ-30/40-8,8/1,3	Март 2023 г.	30	32	46

После ввода нового оборудования и проведения мероприятий на сетях по перераспределению нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 планируется вывод из эксплуатации всех старых энергетических котлов и турбин. В 2024 году из эксплуатации будут выведены турбоагрегаты № 3, 5, 6, энергетические котлы № 5, 6, 7, 8, 9.

Реконструкция СТЭЦ-1 также предполагает в 2026 году следующие мероприятия:

- Реконструкция водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа.
- Вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180.

В 2019 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 реконструкция оборудования СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2.

СТЭЦ-1: реконструкция ТА ст. №№ 2, 3.

СТЭЦ-2: реконструкция ТА ст. №1, КА ст. №№ 1,2.

Источник финансирования мероприятий - 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 «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 реконструкции и модернизации основного и вспомогательного оборудования, а также энергосбережению в рамках инвестиционной программы до 2023 года.

Все 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

№ п/п	Наименование мероприятий	Объект	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Расходы на реализацию мероприятий, тыс. рублей (без НДС)			Профинансировано к концу 2020 года, тыс. рублей (без НДС)	Расходы на реализацию мероприятий по годам, тыс. рублей (без НДС)					
					Всего	в т.ч. на электроэнергию	в т.ч. на тепловую энергию		2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
1	Техническое перевооружение СТЭЦ-1, замена энергетического оборудования (котлов и турбин)	СТЭЦ-1	2014	2023	5830021	3228587	2601433	2167794	2543032	945552	173643	0	0	0
2	Реконструкция водогрейного котла ст. №2 ПТВМ-180 с переводом на сжигание природного газа.	СТЭЦ-1	2026	2026	520458	288334	232124	0	0	0	0	0	0	520458
3	Вынос из главного корпуса II очереди сетевых насосов (строительство новой насосной) для обеспечения работоспособности ПТВМ-180	СТЭЦ-1	2026	2026	102602	56842	45760	0	0	0	0	0	0	102602
4	Повышение антитеррористической защищенности и технической укреплённости СТЭЦ-1	СТЭЦ-1	2018	2021	4509	2497	2012	231	4278	0	0	0	0	0
5	Модернизация лифта грузового г/п 1000 кг, рег.№28204	СТЭЦ-1	2023	2023	4872	2697	2175	0	0	0	4872	0	0	0
6	Модернизация лифта пассажирского г/п 320 кг, рег.№57231	СТЭЦ-1	2023	2023	3648	2020	1628	0	0	0	3648	0	0	0
7	Модернизация станочного парка ремонтно-механических мастерских СТЭЦ-1	СТЭЦ-1	2022	2023	5603	3102	2501	0	0	1563	4040	0	0	0
8	Модернизация электролизной установки. Замена электролизной установки СЭУ-4М ст.№1	СТЭЦ-1	2022	2022	10492	5808	4684	0	0	10492	0	0	0	0
9	Модернизация сетевого подогревателя ст. № ОБ 5-2	СТЭЦ-1	2021	2021	2217	1227	990	0	2217	0	0	0	0	0
10	Устройство локальной системы оповещения СТЭЦ-1	СТЭЦ-1	2021	2021	2328	1289	1039	0	2328	0	0	0	0	0
11	Установка общестанционного оборудования в Главном корпусе	СТЭЦ-1	2021	2022	10372	5742	4630	0	8963	1409	0	0	0	0
12	Устройство тепловой изоляции котлов, турбин, трубопроводов и общестанционного оборудования, газозащитных трубопроводов	СТЭЦ-1	2021	2023	88137	48793	39344	0	9793	60717	17627	0	0	0
13	Выполнение общестроительных работ в Главном корпусе (реконструкция фасадов, замена кровли, архитектурная отделка)	СТЭЦ-1	2021	2022	238701	132145	106556	0	131318	107383	0	0	0	0
14	Модернизация генераторного распределительного устройства 10 кВ (ГРУ-10 кВ) с заменой коммутационного оборудования и РЗА	СТЭЦ-1	2021	2023	52361	28987	23374	0	12858	34526	4977	0	0	0
15	Реконструкция существующей эстакады трубопроводов, устройство новых участков, прокладка инженерных коммуникаций	СТЭЦ-1	2021	2022	170573	94429	76144	0	156747	13826	0	0	0	0
16	Реконструкция береговой насосной станции (БНС-1) с заменой циркуляционных насосов	СТЭЦ-1	2021	2022	93942	52006	41936	0	75182	18759	0	0	0	0
17	Реконструкция мазутного хозяйства	СТЭЦ-1	2021	2022	160894	89071	71823	0	146277	14616	0	0	0	0
18	Модернизация кабельного хозяйства по территории с устройством новых участков кабельных трасс	СТЭЦ-1	2021	2023	127893	70802	57091	0	78220	48531	1142	0	0	0

№ п/п	Наименование мероприятий	Объект	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Расходы на реализацию мероприятий, тыс. рублей (без НДС)			Профинансировано к концу 2020 года, тыс. рублей (без НДС)	Расходы на реализацию мероприятий по годам, тыс. рублей (без НДС)					
					Всего	в т.ч. на электроэнергию	в т.ч. на тепловую энергию		2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
19	Модернизация слаботочных систем (узлов технического учета, системы пожаротушения, СКУД, СОТИ АССО, РАС, противоаварийной автоматики, АИИСКУЭ)	СТЭЦ-1	2021	2023	139141	77028	62113	0	45676	85420	8046	0	0	0
20	Строительство кабельной линии 110 кВ "Станционная 3" (связь между ЗРУ-110 кВ с СТЭЦ-1 и ОРУ-110 кВ с СТЭЦ-2)	СТЭЦ-1	2022	2023	157060	86948	70112	0	0	111511	45549	0	0	0
21	Установка модульной компрессорной станции	СТЭЦ-1	2021	2021	4031	2231	1800	0	4031	0	0	0	0	0
22	Устройство подъездных дорог и пожарных проездов к вновь строящимся объектам на территории ТЭЦ.	СТЭЦ-1	2022	2022	27406	15172	12234	0	0	27406	0	0	0	0
23	Модернизация сети освещения главного корпуса с заменой светильников на светодиодные	СТЭЦ-1	2023	2023	4831	2674	2157	0	0	0	4831	0	0	0
24	Модернизация сети освещения дымовой трубы Н-200 м	СТЭЦ-1	2021	2021	793	439	354	0	793	0	0	0	0	0
25	Изменение схемы коррекционной обработки подпиточной воды теплосети	СТЭЦ-1, СТЭЦ-2	2022	2022	1351	771	580	0	0	1351	0	0	0	0
26	Модернизация водоводов от КП-54 ц.19 до СТЭЦ-2 с устройством здания и коммерческого узла учета ВВ на границе балансовой принадлежности	СТЭЦ-2	2018	2021	56796	33134	23662	33450	23346	0	0	0	0	0
27	Модернизация электролизной установки. Замена электролизной установки СЭУ-4М ст.№2	СТЭЦ-2	2021	2022	13350	7811	5539	0	2637	10713	0	0	0	0
28	Реконструкция грузопассажирского лифта Северодвинской ТЭЦ-2 ст. №3 с заменой на новый	СТЭЦ-2	2022	2022	4135	2419	1716	0	0	4135	0	0	0	0
29	Реконструкция бака запаса конденсата ст. БЗК-2	СТЭЦ-2	2019	2022	7269	4252	3017	257	0	7012	0	0	0	0
30	Устройство локальной системы оповещения СТЭЦ-2	СТЭЦ-2	2021	2021	3075	1799	1276	0	3075	0	0	0	0	0
31	Схемы промывки конденсатора ТА ст.№3 обратным ходом циркуляционно-технической воды Северодвинской ТЭЦ-2	СТЭЦ-2	2021	2022	5223	3056	2167	0	1917	3306	0	0	0	0
32	Перевод водогрейного котла ВК-4 (КТК-100) в пиковый режим (для обеспечения необходимой циркуляции в теплосети)	СТЭЦ-2	2023	2023	10021	5863	4158	0	0	0	10021	0	0	0
Всего					7864105	4357975	3506129	2201732	3252688	1508228	278396	0	0	623060

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 актуализации 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 предусмотрено перераспределение нагрузок между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 в рамках реконструкции СТЭЦ-1. Приоритетный вариант развитие системы теплоснабжения города предполагает в 2024 году перераспределение с СТЭЦ-1 на СТЭЦ-2 расчетной тепловой нагрузки на коллекторах в объеме 159 Гкал/ч. Загрузка каждого источника тепловой энергии по годам реализации схемы подробно рассмотрена в разделе 2.

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-2022)

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 предполагается ряд мероприятий по перераспределению тепловой нагрузки между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2. Приоритетный вариант развития системы теплоснабжения предполагает перевод 159 Гкал/ч с СТЭЦ-1 на СТЭЦ-2, для чего запланирован ряд сетевых мероприятий:

- Реконструкция теплотрассы “Ж” от ТК-14Ж до т. А у ТК-4А с увеличением диаметра с Ду150 на Ду300, протяженностью 90 м;
- 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.
- Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж на тепломагистрали “Ж”;
- Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах.

В таблице 6-1 представлены мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для перераспределения нагрузки с СТЭЦ-1 на СТЭЦ-2. В таблице 6-2 представлены мероприятия по строительству ПНС-3.

Таблица 6-1 – Мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для перераспределения нагрузки с СТЭЦ-1 на СТЭЦ-2

№ п/п	Мероприятия	Диаметр трубопроводов до реконструкции Ду, мм	Диаметр трубопроводов после реконструкции Ду, мм	Протяженность участков, м	Капитальные вложения, тыс. руб. без НДС	Год реализации
1	Реконструкция теплотрассы “Ж” от ТК-14Ж до т. А у ТК-4А с увеличением диаметра трубопроводов	150	300	90	3 318 (ПИР проведены 2020 г. освоено 218 тыс. руб.)	2021
2	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	500	800	15	6 601	2022
3	Реконструкция тепломагистрالی «Ю» от ТК-3Ж до ТК-1Ю увеличением диаметра трубопроводов	1000	1200	850	103 433	2021-2024
4	Установка запорной арматуры (поворотного затвора Ду800) в ТП-0 в сторону ТК-1А на обратном трубопроводе.				2490	2022
5	Установка запорной арматуры (поворотных затворов Ду800) в ТК-СМП-1 в сторону ТЭЦ-1 на подающем и обратном трубопроводах.				4 970	2022
	Итого:			955	120812	

Таблица 6-2 – Объем инвестиций в строительство ПНС-4

№ п/п	Мероприятия	Капитальные вложения, тыс. руб. без НДС		
		2023 г.	2024 г.	Всего
1	Строительство насосной станции ПНС-3 между ТК-9Ж и ТК-10Ж ($G_{пр}=10100$ т/ч, $G_{обр}=9200$ т/ч)	23 483	211 349	234 832
	Итого:	23 483	211 349	234 832

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. В таблице 6-3 представлены данные по необходимому объему инвестиций в строительство тепловых сетей. Участки, предполагаемые к строительству представлены в таблице 6-4.

Таблица 6-3 – Мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения новых потребителей

№ п/п	Мероприятия	Средний диаметр трубопроводов Ду, мм	Протяженность участков, м	Капитальные вложения, тыс. руб. без НДС	Год реализации
1	Строительство теплотрасс для подключения новых потребителей в счёт платы за подключение	154	4636	78 874	2021
	Итого:			78 874	

Таблица 6-4 Участки теплосетей запланированные к строительству для подключения новых потребителей

№ п/п	Наименование объекта	Протяженность трассы, м.	Наружный диаметр трубопроводов, мм	Тип прокладки
1	«Строительство теплотрассы от ТК-19и до ГЗУ по адресу Архангельская область, г. Северодвинск, в районе ул. Октябрьская, дом № 32" СГТС	5	57	бесканальная
2	«Строительство теплотрассы от ТК-7ж до ГЗУ по адресу Архангельская область, г. Северодвинск, Архангельское шоссе, дом № 19" (ИП Джур И.П.) СГТС	1900	219, 159, 89	надземная
3	"Строительство теплотрассы до ГЗУ ИЖД, ул. Народная, д. 8. (Царькова А.В.)" СГТС	50	57	бесканальная
4	Строительство теплотрассы до МКД жилого комплекса, г. Северодвинск, пр. Победы - ул. Юбилейная, 1-2 этапы (ООО "Альфа-Строй") СГТС	220, 70	159, 100	канальная, бесканальная
5	"Строительство теплотрассы до МКД по адресу пр. Морской 67" (ООО "СевТехНадзор") СГТС	60	89	канальная

№ п/п	Наименование объекта	Протяженность трассы, м.	Наружный диаметр трубопроводов, мм	Тип прокладки
6	«Строительство теплотрассы до МКД жилого комплекса, г. Северодвинск, ул. Торцева, д. 46, 1-2 этапы" (ООО «СМУ №19») СГТС»	95	89, 76	бесканальная
7	«Строительство теплотрассы до ГЗУ по адресу Архангельская область, г. Северодвинск, ул. Первых причалов, д. 6 (Бердичевский Ю. А.) СГТС»	125	57	бесканальная
8	«Строительство теплотрассы до МКД (3 этап) по адресу Архангельская область, г. Северодвинск, квартал 155, в районе пр. Победы, 16" СГТС	25	133	канальная
9	«Строительство теплотрассы до МКД (4 этап) по адресу Архангельская область, г. Северодвинск, квартал 155, в районе пр. Победы, 16" СГТС	16	89	канальная
10	«Строительство теплотрассы от ТК-8Е до МЖД по адресу: г. Северодвинск, по пр. Беломорский" (ООО «РЗТ-Инвест») СГТС	22, 54	133, 108	канальная
11	"Строительство теплотрассы до здания ОЗК ул. Железнодорожная 1а" (Лазарева Е.В.)" СГТС	40	57	бесканальная
12	«Строительство теплотрассы от ТК 4/84 до границы земельного участка ул. Карла Маркса д.69» (ООО «Калина») СГТС	550, 230	219, 159	канальная, бесканальная
13	«Строительство теплотрассы до МКД в районе ул. Малая Кудьма, д.11 (ООО «СУ «СМК») СГТС»	30	76	канальная
14	«Строительство теплотрассы от ТК-4/29 до МКД г. Северодвинск, в квартале 29" (ООО "Строй Центр") СГТС	35	89	канальная
15	«Строительство теплотрассы от ТК до МЖД по адресу: г. Северодвинск, в районе ул. Лесная, д. 28 (ООО «Основа») СГТС»	27	89	канальная
16	«Строительство теплотрассы от ТК-3/4 до МКД г. Северодвинск, ул. Пионерская 10 (ООО "Призма") СГТС	15	76	канальная
17	«Строительство теплотрассы от ТК-8/3 до ГЗУ МКД г. Северодвинск, пр. Беломорский, д.34 (ООО "Большой город") СГТС	32	76	канальная
18	«Строительство теплотрассы до ГЗУ по адресу: Архангельская область, город Северодвинск, в районе проезда Песчаный, д. 10 (Попик Р.Б.) СГТС»	55	50	бесканальная
19	«Строительство теплотрассы от ТК-4/84 до МЖД по адресу: г. Северодвинск, в районе ул. К. Маркса, д. 65 (ООО «СЗ «Интех») СГТС	10	76	канальная
20	«Строительство теплотрассы от ТК-7Р до МЖД по адресу: г. Северодвинск, в районе ул. Серго Орджоникидзе, д. 16" (ООО СЗ «Аквилон Недвижимость») СГТС	145	133	канальная

№ п/п	Наименование объекта	Протяженность трассы, м.	Наружный диаметр трубопроводов, мм	Тип прокладки
21	«Строительство теплотрассы от ТК-2/16 до МКД по адресу: г. Северодвинск, ул. Ломоносова, д. 3а (ООО «СЗ СтройИндустрия») СГТС	15	76	канальная
22	«Строительство теплотрассы от ТК-1/156 до ГЗУ по адресу: г. Северодвинск, в районе пр. Победы, д. 1" (ООО «Атикс») СГТС»	150	108	канальная
23	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 «СЗ «СоюзАрхПром») СГТС»	410	426, 219	канальная
24	«Строительство теплотрассы от ТК-1/66 до МЖД по адресу Архангельская область, г. Северодвинск, ул. Торцева, д. 65 (ООО СЗ «Район») СГТС	50	100	канальная
25	«Строительство теплосетей от ул. К.Маркса 57 до ТК-7/84» СГТС	40, 160	159	канальная, бесканальная

Схемой теплоснабжения предусмотрены мероприятия по реконструкции тепловых сетей ПАО «ТГК-2» с увеличением диаметра для подключения новых потребителей. В таблице 6-5 представлены данные по необходимому объему инвестиций в перекладку тепловых сетей.

Таблица 6-5 – Мероприятия по реконструкции тепловых сетей для подключения новых потребителей

№ п/п	Мероприятия	Условный диаметр после реконструкции трубопроводов, мм	Протяженность участков, м	Тип прокладки	Капитальные вложения, тыс. руб. без НДС	Год реализации
1	Реконструкция тепловых сетей в кв. № 12,13 от ТК-2/12 до ТК-5/13	200	490	Непроходной канал	6 774	2021
		125		Бесканальная		
2	Реконструкция тепловых сетей в кв.№18 от ТК-2/18 до ТК-5/18 и от точки врезки ул. Индустриальная, 11а до ТК-6/18	100	23,7	Непроходной канал	6 774	2021
		89	74,7	Бесканальная		
Итого:			588,4		6 774	

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 реконструкции тепловых сетей с целью улучшения гидравлических режимов тепловых сетей, список мероприятий представлен в таблице 6-6.

Таблица 6-6 – Мероприятия по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для повышения эффективности функционирования тепловых сетей

№ п/п	Мероприятия	Диаметр трубопроводов до реконструкции Ду, мм	Диаметр трубопроводов до реконструкции Ду, мм	Протяженность участков, м	Капитальные вложения, тыс. руб. без НДС	Год реализации
1	Реконструкция тепломагистралей "И" от ТК-17И до ТК-19И	300	350	238,0	16 846 (ПИР проведены 2020 г. освоено 484 тыс. руб.)	2021
2	Реконструкция тепломагистралей "Х" от ТК-12Х до ТК-13Х	200	250	151,0	5 376	2022
3	Реконструкция теплосетей кв. 46 от ул. Южная, 18а до ул. Комсомольская. 11	150	300	28,1	1 225	2022
4	Реконструкция магистралей "И" от ТК-8И до ТК-10И	250	300	130,0	11 143	2022
5	Реконструкция тепловых сетей в кв.№18 от ТК-2/18 до ТК-5/18 и от точки врезки ул. Индустриальная, 11а до ТК-6/18	80 70	100 80	23,7 41,7	2 109	2021
5	Реконструкция тепломагистралей "А" от ТК-15А до ТК-16А	600	800	187,7	44 425	2024
	Итого:			800,2	81 124	

6.5 Предложения по реконструкции тепловых сетей, выработавших нормативный срок службы

Значительная часть тепловых сетей от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 выработало нормативный срок службы. Сети, находящиеся в эксплуатации более 25 лет составляют 139,4 км, что составляет 62% протяженности тепловых сетей, еще 28,9 км тепловых сетей находятся в эксплуатации от 15 до 24 лет. Для перекладки всех тепловых сетей выработавших нормативный срок эксплуатации к 2035 году необходимо перекладывать не менее 11,3 км тепловых сетей каждый год. Данный темп перекладки тепловых сетей повлечет значительный рост тарифов на тепловую энергию выше предельных значений. Схемой теплоснабжения предусматривается перекладка ветхих тепловых сетей в объемах, которые позволят не превышать предельные значения тарифа. Данный темп перекладки не позволит к 2035 году переложить все тепловые сети, выработавшие эксплуатационный ресурс, но позволит остановить их старение, и поддерживать тепловые сети в рабочем состоянии.

В таблице 6-7 представлены мероприятия по реконструкции тепловых сетей в связи с выработкой ресурса. Конкретные участки, предполагаемые к перекладке будут определены эксплуатирующей организацией по результатам обследования тепловых сетей.

Таблица 6-7 – Мероприятия по реконструкции тепловых сетей, исчерпавших эксплуатационный ресурс

№ п/п	Мероприятия	Протяженность участков, м	Средний диаметр трубопроводов Ду, мм	Капитальные вложения, тыс. руб. без НДС	Год реализации
1	Реконструкция тепловых камер магистрали "Ж"			10 529	2021
2	Реконструкция тепловых камер магистрали "Ж" (замена 4 задвижек Ду800 в ТК-7Ж на поворотные затворы Ду 1000, 1200)			13 756	2023
3	Модернизация системы автоматизации и диспетчеризации СГТС			8 900	2022
4	Перекладка тепловых сетей, выработавших ресурс	5000	243	192 727	2024
5	Перекладка тепловых сетей, выработавших ресурс	5000	243	202 345	2025
6	Перекладка тепловых сетей, выработавших ресурс	5000	243	212 443	2026
7	Перекладка тепловых сетей, выработавших ресурс	5000	243	223 045	2027
8	Перекладка тепловых сетей, выработавших ресурс	5000	243	234 177	2028
9	Перекладка тепловых сетей, выработавших ресурс	5000	243	245 863	2029
10	Перекладка тепловых сетей, выработавших ресурс	5000	243	258 133	2030
11	Перекладка тепловых сетей, выработавших ресурс	5000	243	271 016	2031

№ п/п	Мероприятия	Протяженность участков, м	Средний диаметр трубопроводов Ду, мм	Капитальные вложения, тыс. руб. без НДС	Год реализации
12	Перекладка тепловых сетей, выработавших ресурс	5000	243	284 541	2032
13	Перекладка тепловых сетей, выработавших ресурс	5000	243	298 741	2033
14	Перекладка тепловых сетей, выработавших ресурс	5000	243	313 650	2034
15	Перекладка тепловых сетей, выработавших ресурс	5000	243	329 303	2035
	Всего	60000		3 099 170	

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 2020 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 коснётся 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.

В настоящее время Минстрой разработал законопроект по внесению изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении». Документ предусматривает признание утратившей силу нормы, на запрет использования открытой системы ГВС с 1 января 2022 года.

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

Параметр	Единицы измерения	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Выработка электроэнергии	млн. кВт*ч	1744191	1756870	1756870	1748407	1717760,8	1717761	1717761	1717761	1717761	1717761	1717761	1717761	1717761	1717761	1717761	1717761
Отпуск электроэнергии	млн. кВт*ч	1492745	1492745	1492745	1492745	1493705	1493705	1493705	1493705	1493705	1493705	1493705	1493705	1493705	1493705	1493705	1493705
Отпуск тепловой энергии, в т.ч.:	тыс. Гкал	2867870	2 820 320	2 930 194	2 936 997	2 944 933	2 949 468	2 956 270	2 971 052	2 991 849	3 012 792	3 033 882	3 055 119	3 076 505	3 098 040	3 119 726	3 145 326
УРУТ на отпуск электроэнергии	г.у.т./кВт*ч	328,19	342,42	342,42	342,42	312,45	312,45	312,45	312,45	312,45	312,45	312,45	312,45	312,45	312,45	312,45	312,45
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	136,88	137,41	137,40	136,65	140,92	140,92	140,92	140,92	140,89	140,86	140,84	140,81	140,80	140,78	140,76	140,75
Расход условного топлива на отпуск электроэнергии	тыс. т.у.т.	489900	511144	511144	511144	466716	466716	466716	466716	466716	466716	466716	466716	466716	466716	466716	466716
Расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	тыс. т.у.т.	392548	387527	402608	401345	414990	415632	416587	418677	421515	424383	427277	430198	433159	436140	439143	442695
Суммарный расход условного топлива, в т.ч.:	тыс. т.у.т.	882448	898672	913752	912489	881706	882347	883302	885392	888230	891099	893992	896913	899874	902856	905858	909411
Максимальный часовой расход топлива в зимний период	т.у.т./ч	215,8	217,1	217,9	217,9	210,5	211,4	212,5	213,6	214,7	215,7	216,6	217,3	218,1	218,8	219,5	220,3
Максимальный часовой расход топлива в летний период	тыс. т.у.т.	45,9	46,0	46,0	46,1	45,5	45,5	45,6	45,6	45,7	45,7	45,7	45,8	45,8	45,8	45,8	45,9

Таблица 8-2 – Существующие и перспективные топливные балансы котельных

Параметр	Единицы измерения	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
МПЖРЭП Северодвинска котельная ул. Водогон																	
Отпуск в сеть, в том числе:	Гкал	733,1	734,1	735,1	736,1	737,1	738,1	739,1	740,1	741,1	742,1	743,1	744,1	745,1	746,1	747,1	733,1
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	219,6	219,3	219,0	218,7	218,4	218,1	217,8	217,5	217,2	217,0	216,7	216,4	216,1	215,8	215,5	219,6
Расход условного топлива	т.у.т.	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161	161
Максимальный часовой расход топлива в зимний период	т.у.т.	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Максимальный часовой расход топлива в летний период	т.у.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
МПЖРЭП Северодвинска с. Ненокса																	
Отпуск в сеть, в том числе:	Гкал	582,5	582,5	583,5	584,5	585,5	586,5	587,5	588,5	589,5	590,5	591,5	592,5	593,5	594,5	595,5	596,5
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	197,4	197,4	197,1	196,7	196,4	196,1	195,7	195,4	195,1	194,8	194,4	194,1	193,8	193,4	193,1	192,8
Расход условного топлива	т.у.т.	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115
Максимальный часовой расход топлива в зимний период	т.у.т.	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Максимальный часовой расход топлива в летний период	т.у.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
СМУП «Белое озеро»																	
Отпуск в сеть, в том числе:	Гкал	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
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	205,2	205,2	205,2	205,2	205,2	205,2	205,2	205,2	205,2	205,2	205,2	205,2	205,2	205,2	205,2	205,2
Средневзвешенная калорийность топлива	т.у.т.	2321	2321	2321	2321	2321	2321	2321	2321	2321	2321	2321	2321	2321	2321	2321	2321
Максимальный часовой расход топлива в зимний период	т.у.т.	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Максимальный часовой расход топлива в летний период	т.у.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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 Хакаского месторождения, основным топливом для котла ПТВМ-180 является топочный мазут М-100. Мазут так же применяется при сжигании угля в энергетических котлах. Резервным топливом является уголь и мазут.

После предусмотренной схемой теплоснабжения реконструкции основным топливом для СТЭЦ-1 станет природный газ. Старое оборудование работающее на каменном угле выводится из эксплуатации, котел ПТВМ-180 переводится на сжигание природного газа. В качестве резервного топлива после реконструкции 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 ул. Водогон основным топливом является каменный уголь, резервное топливо отсутствует.

Для котельной МПЖРЭП Северодвинска с. Ненокса 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

Предложения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии сформированы на основе мероприятий, прописанных в Книге 7 Обосновывающих материалов схемы теплоснабжения (шифр документа ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.007.000.А-2022).

Оценка капитальных вложений необходимых для реализации мероприятий сформированы на основе сметных расчетов представленных организациями, материалам утвержденных инвестиционных программ предприятий, объектов аналогов, а так же укрупненных 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.

Суммарные расходы за период действия схемы теплоснабжения по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии составят 5,662 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-2022).

Таблица 9-1 – Капитальные вложения в источники тепловой энергии

Источники тепловой энергии	Капитальные вложения по годам, тыс. руб. (без НДС)							
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027-2035 г.	Всего
ПАО «ТГК-2» СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2	3 252 688	1 508 228	278 396	0	0	623 060	0	5 662 372
МПЖРЭП Северодвинска котельные ул. Водогон и с. Ненокса	0	0	0	0	0	0	0	0
СМУП «Белое озеро» котельная п. Белое Озеро	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего	3 252 688	1 508 228	278 396	0	0	623 060	0	5 662 372

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-2022).

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 3,622 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-2022).

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

Теплоснабжающие и теплосетевые организации	Капитальные вложения по годам, тыс. руб. (без НДС)															
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Всего
Реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности																
ПАО «ТГК-2»	3 418	14 061	40 000	63 333	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	120 812
МПЖРЭП Северодвинска	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
АО «ЦС «Звездочка»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АО «Производственное объединение «Северное машиностроительное предприятие»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СМУП ЖКХ «ГОРВИК»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего	3 418	14 061	40 000	63 333	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	120 812
Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных потребителей тепловой энергией																
ПАО «ТГК-2»	78 874	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78 874
МПЖРЭП Северодвинска	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
АО «ЦС «Звездочка»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АО «ПО «Северное машиностроительное предприятие»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СМУП ЖКХ «ГОРВИК»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего	78 874	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78 874
Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для повышения эффективности функционирования тепловых сетей																
ПАО «ТГК-2»	18 955	17 744	0	44 425	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81 124
МПЖРЭП Северодвинска	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
АО «ЦС «Звездочка»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АО «ПО «Северное машиностроительное предприятие»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СМУП ЖКХ «ГОРВИК»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего	18 955	17 744	0	44 425	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	81 124
Реконструкция тепловых сетей, с увеличением диаметра для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения																
ПАО «ТГК-2»	6 774	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6 774
МПЖРЭП Северодвинска	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
АО «ЦС «Звездочка»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АО «ПО «Северное машиностроительное предприятие»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СМУП ЖКХ «ГОРВИК»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего	6 774	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6 774
Перекладка тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса																
ПАО «ТГК-2»	10 529	8 900	13 756	192 727	202 345	212 443	223 045	234 177	245 863	258 133	271 016	284 541	298 741	313 650	329 303	3 099 170
МПЖРЭП Северодвинска	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
АО «ЦС «Звездочка»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АО «ПО «Северное машиностроительное предприятие»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СМУП ЖКХ «ГОРВИК»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего	10 529	8 900	13 756	192 727	202 345	212 443	223 045	234 177	245 863	258 133	271 016	284 541	298 741	313 650	329 303	3 099 170

Теплоснабжающие и теплосетевые организации	Капитальные вложения по годам, тыс. руб. (без НДС)															
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Всего
Строительство и реконструкция насосных станций																
ПАО «ТГК-2»	0	0	23 483	211 349	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	234 832
МПЖРЭП Северодвинска	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
АО «ЦС «Звездочка»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АО «ПО «Северное машиностроительное предприятие»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СМУП ЖКХ «ГОРВИК»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего	0	0	23 483	211 349	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	234 832
Итого:	118 550	40 705	77 239	511 834	202 345	212 443	223 045	234 177	245 863	258 133	271 016	284 541	298 741	313 650	329 303	3 621 586
в т.ч.:																
ПАО «ТГК-2»	118 550	40 705	77 239	511 834	202 345	212 443	223 045	234 177	245 863	258 133	271 016	284 541	298 741	313 650	329 303	3 621 586
МПЖРЭП Северодвинска	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
АО «ЦС «Звездочка»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
АО «ПО «Северное машиностроительное предприятие»	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
СМУП ЖКХ «ГОРВИК»	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

Актуализированная 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», «О присвоении статуса «Единой теплоснабжающей организации» в границах территории муниципального образования «Северодвинск» от 23.10.2018, № 409 па, 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 актуализации Схемы теплоснабжения на 2022 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 ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808, 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» АО ЦС «Звездочка» АО ПО «СЕВМАШ» СМУП ЖКХ «Горвик»	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 актуализации 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» АО ЦС «Звездочка» АО ПО «СЕВМАШ» СМУП ЖКХ «Горвик»	ПАО «ТГК-2»	ПАО «ТГК-2»; АО ЦС «Звездочка»; АО ПО «СЕВМАШ»; СМУП ЖКХ «Горвик»
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 предусмотрено перераспределение нагрузок между СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2 в рамках реконструкции СТЭЦ-1. Приоритетный вариант развития системы теплоснабжения города предполагает в 2024 году перераспределение с СТЭЦ-1 на СТЭЦ-2 расчетной тепловой нагрузки на коллекторах в объеме 159 Гкал/ч. Загрузка каждого источника тепловой энергии по годам реализации схемы подробно рассмотрена в разделе 2.

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 № 95-па от 01.04.2016 (с изменениями № 341-па от 04.09.2019) 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 – Беспольные тепловые сети

№ п. п.	Адрес объекта	Год ввода в эксплуатацию участка тепловой сети	Границы тепловых сетей	Наружный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
1	Набережна реки Кудьма, д. 11	2012	От точки врезки в техподполье МКД № 13 по ул. Набережная реки Кудьма до наружной стены МКД № 13 по ул. Набережная реки Кудьма, от наружной стены МКД № 13 по ул. Набережная реки Кудьма до наружной стены МКД № 11 по ул. Набережная реки Кудьма	76	17
2	Ул. Николая Островского д. 10	2013	От наружной стешки тепловой камеры ТК-3/109 до наружной стены МКД по ул. Николая Островского, д. 10	76	41
3	Ул. Николая Островского д. 14	2014	От наружной стенки тепловой камеры ТК-5/109 до наружной стены МКД по ул. Николая Островского, д. 14	57	8
4	Ул. Николая Островского д. 16	2014	От наружной стенки тепловой камеры ТК-6/109 до наружной стены МКД по ул. Николая Островского, д. 16/126	76	44
5	Ул. Некрасова, д. 29/8	2014	От наружной стенки тепловой камеры ТК-3/109 до наружной стены МКД по ул. Некрасова, д. 29/8	76	78
6	ул. Садовая, д. 128	2014	От наружной стенки тепловой камеры ТК-6/109 до наружной стены МКД по ул. Садовой, д. 128	57	
7	Квартал 109	2011	От наружной стенки ТК-2/107 до наружной стенки ТК-4/108	159	202
		2011	От наружной стенки ТК-4/108 до наружной стенки ТК-2/109	133	
		2013	От наружной стенки ТК-4/109 до наружной стенки ТК-5/109	89	
		2013	От наружной стенки ТК-5/109 до наружной стенки ТК-6/109, ТК-5, тк-6 ТК-4/108, ТК-1/109, ТК-2/109	89	
8	Ул. Победы, д. 20	2008	От вторых фланцев отключающих задвижек в подвале МКД по пр. Победы, д. 18 до наружной стены МКД по пр. Победы, д. 20	76	23
9	Пр. Труда, д. 55	2010	От наружной стены тепловой камеры ТК- 14/155 до внешней стены МКД	133	60
10	ул. Полярная, д. 3А	2009	От наружной стены тепловой камеры ТК- 2/5 до внешней стены МКД	57	5
11	Пр. Труда, д. 49	2009	От первых фланцев вводных задвижек в тепловом пункте МКД до точки врезки и от точки врезки до внешней стены № 51 по пр. Труда	89	43
				76	
12	Пр. Морской, д. 62	1986	От ТК-16/151 до внешней стены МКД № 62 по пр. Морскому	76	6

№ п. п.	Адрес объекта	Год ввода в эксплуатацию участка тепловой сети	Границы тепловых сетей	Наружный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
13	Пр. Морской, д. 60	1987	От ТК-11/151 до внешней стены МКД № 60 по пр. Морскому	89	18
14	Пр. Морской, д. 58	1987	От ТК13/151 до внешней стены МКД № 58 по пр. Морскому	76	16
15	Пр. Морской, д. 52	1987	От ТК-6/151 до внешней стены МКД № 52 по пр. Морскому	89	7
16	Ул. Кирилкина, д. 7	1982	От ТК-16/153 до внешней стены МКД № 7 по ул. Киршжина	89	
17	Ул. Северная, д. 11	1976	От ТК-5/218 до наружной стены МКД № 11 по ул. Северной	89	4
18	Ул. Северная, д. 7	1975	От ТК-4/218 до наружной стены МКД № 7 по ул. Северной	89	4
19	Ул. Северная, д. 3	1974	От ТК-3/218 до наружной стены МКД № 3 по ул. Северной	89	5
20	Ул. Макаренко, д. 5А	2011	От точки подключения в техподполье МКД № 5 по ул. Макаренко до наружной стены МКД № 5А по ул. Макаренко	76	40
21	Ул. Ричарда Ченслера, д. 17	2012	От ТК-46/209 до наружной стены МКД № 17 по ул. Ричарда Ченслера	76	30
22	Ул. Гагарина, д. 18	1965	Транзитные тепловые сети в техподполье МКД № 18 по ул. Гагарина	114	
23	Ул. Арктическая, д. 13		От отключающих задвижек МКД № 19 по ул. Арктической до первых отключающих задвижек № В по ул. Арктической	133	103
				108	
				76	
24	Ул. Карла Маркс д. 61	1975	От наружной стены дома ул. Карла Маркса 61 по подвалу до первых фланцев отключающих задвижек ИТ дома	89	52,2
25	Ул. Некрасова, д. 50	2013	От ТК-4/108 до наружной стены МКД № 50 по ул. Некрасова	89	17
26	Ул. Николая Островского, д. 12	2012	От ТК-4/109 до наружной стены МКД № 12 по ул. Николая Островского	57	10
27	Пр. Победы, д. 59А	2014	От точки подключения в техподполье МКД № 59 по пр. Победы до наружной стены МКД № 59А по пр. Победы	89	42
28	Ул. Коновалова д. 22	1987	От ТК-12/97 до ТК-13/97	159	83
			От ТК- 13/97 до внешней стены МКД № 22 по ул. Коновалова	133	
29	Бульвар Строителей, д. 21 (кирпичный)	1988	От точки врезки с транзитных тепловых сетей в подвале МКД № 21 по бульвару Строителей (панельный) до внешней стены дома (кирпичный)	76	15
30		1992	От ТК-9/37 до ж-10/37	108	61

№ п. п.	Адрес объекта	Год ввода в эксплуатацию участка тепловой сети	Границы тепловых сетей	Наружный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м	
	В районе д. 62 по ул. Лесной			89		
31	Ул. Малая Кудьма, д. 1	1997	От ТК-11/162 до ТК-12/162	159	78	
32	Квартал 009	2015	От УТ-6 до внешней стены здания дома № 27 по ул. Индустриальной	57		
33	Квартал 123		От группового теплового пункта № 1 (ул. Садовая 114) до внешней стены МКД № 98, 100, 102, 104, 106, 114, 116 по ул. Садовой, №2, 4, 6 по ул. Некрасова	57	158,2	
				32	104,6	
				25	13,2	
				От группового теплового пункта № 2 (ул. Садовая 116) до внешней стены МКД № 108, 110, 112 по л. Садовой, № 8, 10 по ул. Некрасова	57	44,6
					32	148,2
					25	
				От группового теплового пункта № 3 (ул. Седова 23) до внешней стены МКД №23, 25, 27, 29, 31, 33, 35 по ул. Седова № 14, 16, 18 по ул. Некрасова	57	158,5
					32	73
					25	787
				От группового теплового пункта № 4 (ул. Южная 101) до внешней стены МКД № 95, 97, 99, 101, 103, 105, 107, 109, 111 по ул. Южной, № 12 по ул. Некрасова	57	172,2
32	127					
25	36,4					
Квартал 38		От группового теплового пункта № 5 (ул. Южная 116) до внешней стены МКД № 102, 104, 106, 108, по, 112, 116, 118, 120, 122, 124, 126, 128, 130 по ул. Южной	57	267,4		
			32	199,7		
			25	64,3		
34	Ул. Народная, д. 7		От ТК-1/109 до наружной стены МКД № 7 по ул. Народная	57	18	
35	Бульвар Строителей д. 35	1985	От точки врезки с транзитных тепловых сетей в подвале МКД № 33 по бульвару Строителей до внешней стены МКД № 35 по бульвару Строителей	76	59	
36	Ул. Коновалова, д. 24	1987	От точки врезки с транзитного трубопровода тепловых сетей в подвале МКД № 20 по ул. Коновалова	89	7	
			От стены здания МКД № 20 по ул. Коновалова до внешней стены МКД № 24 по ул. Коновалова	89	24	

№ п. п.	Адрес объекта	Год ввода в эксплуатацию участка тепловой сети	Границы тепловых сетей	Наружный диаметр, мм	Протяженность в двухтрубном исчислении, м
37	Ул. Плюсина, д. 7	Нет данных	В подвале от приборов учета до наружной стены здания со стороны гаражей	57	40
38	Ул. железнодорожная, д. 34	2008	От наружной стены тепловой камеры ТК-9/16 до наружной стены МКД по ул. Железнодорожной, д. 34	89	30
39	Ул. Малая Кудьма, д. 8	2006	От наружной стены тепловой камеры ТК-5/162 до наружной стены МКД № 8 по ул. Малая Кудьма	89	110,4
40	Пр. Беломорский, д. 53	2006	От наружной стены ТК-7/16 до наружной стены МКД № 53 по пр. Беломорскому	76	41,5
41	Ул. Комсомольская, д. 20/38	2012	От наружной стены ТК-5/49 до наружной стены МКД № 20/38 по ул. Комсомольской	89	75
42	Ул. Народная, д. 9	2012	От наружной стенки тепловой камеры ТК-2/109 до наружной стены МКД № 9 по ул. Народной	76	49,4
43	ул. Народная, д. 11	2014	от наружной стенки тепловой камеры ТК-5/109 до наружной стены МКД по ул. Народной, д. 1	76	34,1

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 актуализированной 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 реконструкция 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 так же Схеме и программе развития ЕЭС России на 2019 - 2025 годы утверждённой приказом Минэнерго России от 28.02.2019 №174.

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	Ввод в эксплуатацию в 2023 году	Ввод в эксплуатацию в 2021 году
	Турбоагрегат ПТ-30/40-8,8/1,3	Ввод в эксплуатацию в 2023 году	Ввод в эксплуатацию в 2021 году
	Турбоагрегат ПТ-30-90/10 ст. №3	Вывод из эксплуатацию в 2023 году	Вывод из эксплуатацию в 2019 году
	Турбоагрегат ПТ-60-90/13 ст. №5	Вывод из эксплуатацию в 2024 году	Вывод не предусмотрен
	Турбоагрегат ПТ-60-90/13 ст. №6	Вывод из эксплуатацию в 2024 году	Вывод не предусмотрен

Проектом актуализированной 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 актуализированной 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 2035 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 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Общая отопливаемая 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
Общая площадь общественно-деловых зданий	тыс. м ²	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Договорная тепловая нагрузка (пересчитанная на средне недельную нагрузку ГВС) в т.ч.:	Гкал/ч	1287,61	1292,50	1299,22	1256,51	1261,39	1267,65	1275,00	1279,06	1285,21	1291,03	1296,23	1301,15	1305,59	1308,80	1312,01	1315,22	1318,43	1321,64
Отопление и вентиляция	Гкал/ч	1035,41	1039,16	1044,87	1051,46	1055,83	1060,83	1067,19	1070,82	1075,81	1080,52	1084,68	1088,56	1091,99	1094,39	1096,79	1099,19	1101,59	1103,99
ГВС средненедельная	Гкал/ч	201,96	203,09	204,11	205,05	205,56	206,82	207,81	208,24	209,40	210,51	211,55	212,59	213,60	214,41	215,22	216,03	216,84	217,65
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
Полезный отпуск, в т.ч. по категориям потребителей	Гкал/год	2566985	2553781	2523621	2581387	2520599	2526600	2533600	2537600	2543600	2562328	2586253	2610401	2634741	2659296	2684157	2709172	2734343	2763432
Жилые здания	Гкал/год	1130196	1128722	1156695	1188050	1157994	1160262	1167230	1169919	1176620	1189706	1205489	1221440	1238295	1253600	1269082	1284669	1300363	1317957
Здания общественно-делового назначения	Гкал/год	357819	384711	388060	414471	383739	387472	387504	388815	388114	393756	401898	410095	417580	426830	436209	445637	455114	466609
Промышленные объекты	Гкал/год	1078970	1040348	978866	978866	978866	978866	978866	978866	978866	978866	978866	978866	978866	978866	978866	978866	978866	978866
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
Градус-сутки отопительного периода	°С*сут	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	0,0201	0,0202	0,0202

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

Показатель	Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
СТЭЦ-1																			
Установленная электрическая мощность	МВт	188,5	188,5	150	150	150	210	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Установленная тепловая мощность, в том числе:	Гкал/ч	679	679	578	578	578	768	190	190	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
- Турбоагрегаты	Гкал/ч	499	499	398	398	398	554	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156
- РОУ	Гкал/ч	0	0	0	0	0	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
- Пиковые водогрейные котлы	Гкал/ч	180	180	180	180	180	0	0	0	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Расчетная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	341	344	346	349	351	353	173	174	175	180	185	190	194	197	200	203	206	209
Доля резерва тепловой мощности	%	49,7	49,3	40,1	39,7	39,3	54,0	8,9	8,4	52,7	51,2	49,9	48,7	47,6	46,8	45,9	45,1	44,3	43,5
Доля тепловой энергии выработанной в комбинированном режиме	%	97,9	97,6	98,5	98,0	98,0	98,5	93,6	93,6	93,6	93,7	93,8	93,9	94,0	94,1	94,2	94,2	94,3	94,5
КИТ	%	62,4	62,9	62,9	62,7	62,7	63,3	64,2	64,3	64,4	64,5	65,0	65,4	65,8	66,2	66,4	66,7	66,9	67,1
Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию	г/кВт*ч	403,1	398,9	390,6	397,5	397,5	397,5	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2	370,2
Удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию	кг/Гкал	138,2	138,6	138,9	138,6	138,6	137,0	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3	135,3
Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	43,2	44,0	53,3	54,3	54,3	38,3	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	55,0
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	22,0	22,7	25,7	25,9	26,0	19,9	33,3	33,5	17,3	17,4	17,9	18,4	18,8	19,2	19,5	19,8	20,0	20,3
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
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
Относительный средневзвешенный остаток паркового ресурса турбоагрегатов	час	30449	23730	17011	10292	3573	270000	263000	256000	249000	242000	235000	228000	221000	214000	207000	200000	193000	186000
СТЭЦ-2																			
Установленная электрическая мощность	МВт	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
- Турбоагрегаты	Гкал/ч	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
- Пиковые водогрейные котлы	Гкал/ч	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400

Показатель	Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	
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	
Доля резерва тепловой мощности	%	50,0	49,6	49,3	48,8	48,5	48,1	31,1	30,8	30,3	30,3	30,2	30,1	30,1	30,0	30,0	29,9	29,9	29,9	
Доля тепловой энергии выработанной в комбинированном режиме	%	86,3	92	91,4	89,9	90,1	91,2	93,2	93,2	93,2	93,2	93,2	93,2	93,2	93,2	93,2	93,2	93,2	93,2	93,2
КИТ	%	64,7	66,8	70,9	68,0	68,2	68,2	70,0	70,1	70,2	70,3	70,3	70,3	70,3	70,3	70,3	70,3	70,3	70,3	70,3
Удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию	г/кВт*ч	324,2	309,7	287,7	307,2	307,2	307,2	298,6	298,6	298,6	298,6	298,6	298,6	298,6	298,6	298,6	298,6	298,6	298,6	298,6
Удельный расход условного топлива на отпущенную тепловую энергию	кг/Гкал	136,8	137,1	135,2	136,4	136,4	136,4	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3	142,3
Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	27,5	24,7	25,2	25,8	25,8	25,8	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	14,1	13,8	14,8	14,8	15,0	15,2	23,1	23,3	23,4	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6
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	2,30	2,31	2,32	2,33	2,34	2,35	2,36	2,37	2,38	2,39	2,39
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	30182

Таблица 14-3 – Индикаторы, характеризующие работу котельных

Показатель	Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
МПЖРЭП 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
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
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
Количество котельных	шт.	1	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
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
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
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
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
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
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
Доля котельных оборудованных приборами учета	%	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
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
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
Количество котельных	шт.	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
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
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
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
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

Показатель	Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
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
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
Доля котельных оборудованных приборами учета	%	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
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
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
Количество котельных	шт.	2	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
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
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
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
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
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
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
Доля котельных оборудованных приборами учета	%	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 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
ПАО «ТГК-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
Материальная характеристика	м ²	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
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
Удельная материальная характеристика на одного жителя	м ² /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
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
Относительная материальная характеристика	м ² /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
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
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
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
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
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
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
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
МНЖРЭП 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
Материальная характеристика	м ²	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
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
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
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
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
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
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
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

Показатель	Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
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
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
Доля потребителей подключенных по открытой схеме	%	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
СМУП «Белое 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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
Доля потребителей подключенных по открытой схеме	%	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
АО «ЦС «Звездочка»																			
Протяженность сетей	м	3850,0	3850,0	3850,0	3850,0	3850,0	3850,0	3850,0	3850,0	3850,0	3850,0	3850,0	3850,0	3850,0	3850,0	3850,0	3850,0	3850,0	3850,0
Материальная характеристика	м ²	6258,8	6258,8	6258,8	6258,8	6258,8	6258,8	6258,8	6258,8	6258,8	6258,8	6258,8	6258,8	6258,8	6258,8	6258,8	6258,8	6258,8	6258,8
Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	37,5	38,5	39,5	40,5	41,5	42,5	43,5	44,5	45,5	46,5	47,5	48,5	49,5	50,5	51,5	52,5	53,5	54,5
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

Показатель	Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	95,421	95,421	95,421	95,421	95,421	95,421	95,421	95,421	95,421	95,421	95,421	95,421	95,421	95,421	95,421	95,421	95,421	95,421
Относительная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6	65,6
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	14879	14879	15345	15345	15345	15345	15345	15345	15345	15345	15345	15345	15345	15345	15345	15345	15345	15345
Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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
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
Доля потребителей подключенных по открытой схеме	%	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
АО «ПО «Северное машиностроительное предприятие»																			
Протяженность сетей	м	9559,9	9559,9	6435,5	6435,5	6435,5	6435,5	6435,5	6435,5	6435,5	6435,5	6435,5	6435,5	6435,5	6435,5	6435,5	6435,5	6435,5	6435,5
Материальная характеристика	м ²	6616,4	6616,4	4761,0	6616,4	6616,4	6616,4	6616,4	6616,4	6616,4	6616,4	6616,4	6616,4	6616,4	6616,4	6616,4	6616,4	6616,4	6616,4
Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	65,2	66,2	67,2	68,2	69,2	70,2	71,2	72,2	73,2	74,2	75,2	76,2	77,2	78,2	79,2	80,2	81,2	82,2
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
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	364,176	364,176	364,176	364,176	364,176	364,176	364,176	364,176	364,176	364,176	364,176	364,176	364,176	364,176	364,176	364,176	364,176	364,176
Относительная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	18,2	18,2	13,1	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	17263	17172	17082	17082	17082	17082	17082	17082	17082	17082	17082	17082	17082	17082	17082	17082	17082	17082
Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	58,929	58,929	87,539	87,539	87,539	87,539	87,539	87,539	87,539	87,539	87,539	87,539	87,539	87,539	87,539	87,539	87,539	87,539
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
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
Доля потребителей подключенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Показатель	Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
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
СМУП ЖКХ «ГОРВИК»																			
Протяженность сетей	м	1486,5	1486,5	1486,5	1486,5	1486,5	1486,5	1486,5	1486,5	1486,5	1486,5	1486,5	1486,5	1486,5	1486,5	1486,5	1486,5	1486,5	1486,5
Материальная характеристика	м ²	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1
Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	15,4	16,4	17,4	18,4	19,4	20,4	21,4	22,4	23,4	24,4	25,4	26,4	27,4	28,4	29,4	30,4	31,4	32,4
Удельная материальная характеристика на одного жителя	м ² /чел	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Относительная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал/м	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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
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
Доля потребителей подключенных по открытой схеме	%	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
Всего по городскому округу Архангельской области «Северодвинск»																			
Протяженность сетей	м	243648,2	243944,3	240819,9	245455,9	246226,3	247605,3	249220,3	250109,9	251455,1	252725,1	253857,3	254926,3	255889,2	256584,2	257278,3	257971,6	258664,0	259355,6
Материальная характеристика	м ²	133793,5	133707,8	132143,7	135226,8	135428,8	135944,5	136547,4	136878,8	137379,5	137851,4	138271,4	138667,5	139023,8	139280,7	139537,0	139792,9	140048,2	140303,0
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
Удельная материальная характеристика на одного жителя	м ² /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
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
Относительная материальная характеристика	м ² /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
Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	423778	425017	426895	427327	427559	428044	428344	428644	428944	42859	422731	419525	416275	412957	409482	406003	402518	399028
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

Показатель	Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
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
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
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
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
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

Таблица 14-5– Индикаторы, характеризующие потребность в инвестициях

Показатель	Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
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
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
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 переход 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
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
Амортизация	тыс. руб.	-	-	-	94197	122732	130788	151262	159355	178968	187890	197257	207092	217417	228258	239639	251589	264135	277307
Прибыль, направленная на инвестиции	тыс. руб.	-	-	-	280945	117552	266919	367360	373845	366344	380605	397594	421901	444563	465469	497109	526031	507454	372150
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
Заемные средства кредитных организаций	тыс. руб.	0	0	0	1326500	814000	172000	430000	126000	478000	226000	285000	355000	452000	300000	210000	140000	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
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
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	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плановая потребность в инвестициях в тепловые сети и сооружения на них	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
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 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.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
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.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АО «ЦС «Звездочка»																			
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.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за подключение к системе теплоснабжения	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Заемные средства кредитных организаций	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
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.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
АО «ПО «Северное машиностроительное предприятие»																			
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.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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 ЖКХ «ГОРВИК»																			
Плановая потребность в инвестициях в источники тепловой энергии	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
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.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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
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
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Показатель	Единицы измерения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.
Плановая потребность в переход 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
Всего освоение инвестиций	тыс. руб.	148268	710875	1782057	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Освоение инвестиций в процентах от плана	%	27,0	92,7	101,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Источники инвестиций:																			
Собственные средства:																			
Амортизация	тыс. руб.	-	-	-	94197	122732	130788	151262	159355	178968	187890	197257	207092	217417	228258	239639	251589	264135	277307
Прибыль направленная на инвестиции	тыс. руб.	-	-	-	280945	117552	266919	367360	373845	366344	380605	397594	421901	444563	465469	497109	526031	507454	372150
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
Заемные средства кредитных организаций	тыс. руб.	0	0	0	1326500	814000	172000	430000	126000	478000	226000	285000	355000	452000	300000	210000	140000	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
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

* - 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»

В таблицах 15-1 и на рисунке 15-1 представлены результаты расчетов прогнозного тарифа с учетом реализации мероприятий предусмотренных данной схемой теплоснабжения (в данных таблицах и далее по разделу рассматриваются среднегодовые тарифы на тепловую энергию). Расчеты прогноза тарифа представлены в Книге 14 Обосновывающих материалов (шифр документа ТГ-03-20.ОМ-ПСТ.014.000.А-2022).

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

Год	Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал с НДС	
	Прогнозный	Предельный
2021	1519,57	1519,61
2022	1580,16	1580,39
2023	1643,38	1643,61
2024	1708,64	1709,35
2025	1777,37	1777,73
2026	1848,57	1848,84
2027	1922,47	1922,79
2028	1997,66	1999,70
2029	2079,33	2079,69
2030	2162,13	2162,88
2031	2246,03	2249,39
2032	2338,21	2339,37
2033	2430,99	2432,94
2034	2499,15	2530,26
2035	2502,36	2631,47

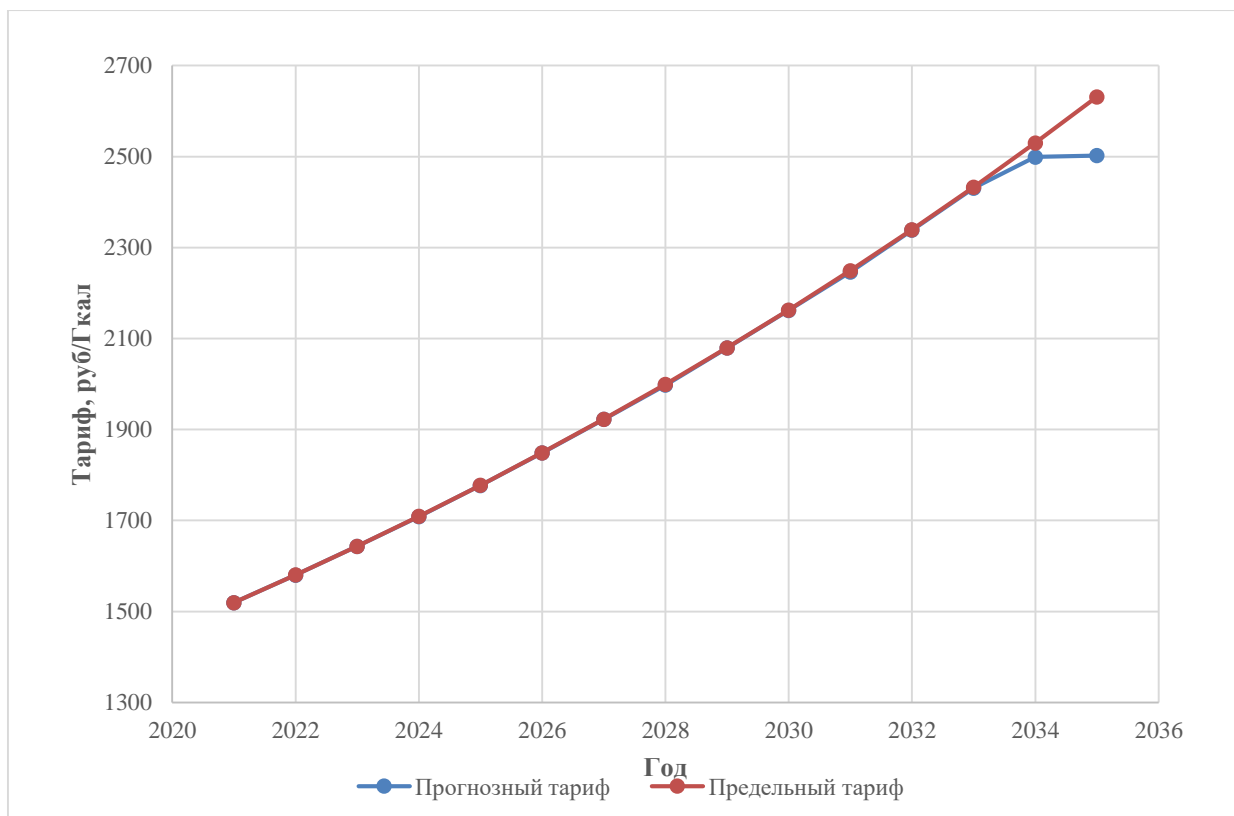


Рисунок 15-1 – Прогнозный и предельный тариф на тепловую энергию для потребителей ПАО «ТГК-2», систем теплоснабжения от СТЭЦ-1 и СТЭЦ-2

При реализации мероприятий предусмотренных схемой теплоснабжения, прогнозный тариф на тепловую энергию для потребителей ПАО «ТГК-2» не превысит предельных значений. Предельные значения тарифа на тепловую энергию определены как текущий утвержденный тариф на 2021 год, проиндексированный в соответствии с индексами дефляторами прогноза Минэкономразвития.

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	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
МПЖРЭП Северодвинска система теплоснабжения от котельной ул. Водогон, 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
МПЖРЭП Северодвинска 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
МПЖРЭП Северодвинска льготный тариф для населения системы теплоснабжения от котельных ул. Водогон 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
МПЖРЭП Северодвинска льготный тариф для потребителей приравненных к населению системы теплоснабжения от котельных ул. Водогон 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
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
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