

ОФИЦИАЛЬНЫЙ БЮЛЛЕТЕНЬ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ ЗАТО СЕВЕРСК

Ежемесячное печатное издание для опубликования (обнародования)
муниципальных правовых актов ЗАТО Северск

№ 12-1 (174) 10 июля 2025 г.

бесплатно

Распространяется бесплатно.
Отпечатано в ООО «Интегральный переплет»: 634009, г. Томск, ул. Нижне-Луговая, 12, стр. 7.
Время подписания в печать: по графику - 15.00, фактическое - 15.00.
Заказ № 12. Тираж 30 экз.

Учредитель - Администрация ЗАТО Северск.
Адрес редакции и издателя: 636000, г. Северск, Томская область, пр. Коммунистический, 38, ООО «Городской еженедельник «Диалог».
Главный редактор - Ирина Николаевна Яковлева.
Телефон – 8(3823)54-84-04.
E-mail: dialog7@seversk.tomsknet.ru

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

Мэра ЗАТО Северск

от 07.07.2025
№ 18-пм

Об утверждении норматива средней рыночной стоимости одного квадратного метра общей площади жилья для обеспечения жилыми помещениями детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, а также лиц из их числа

В целях реализации Закона Томской области от 11 сентября 2007 года № 188-ОЗ «О наделении органов местного самоуправления государственными полномочиями по обеспечению жилыми помещениями детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, а также лиц из их числа», постановления Администрации Томской области от 14.08.2020 № 402а «Об утверждении Правил предоставления и методики распределения иных межбюджетных трансфертов на исполнение судебных актов по обеспечению жилыми помещениями детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, а также лиц из их числа», в соответствии с частью 3 статьи 30, статьей 38 Устава городского округа ЗАТО Северск Томской области, на основании проведенного анализа средней рыночной стоимости одного квадратного метра общей площади жилых помещений

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить норматив средней рыночной стоимости одного квадратного метра общей площади жилья с целью определения объема субвенции на осуществление государственных полномочий по обеспечению жилыми помещениями детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, а также лиц из их числа и размера межбюджетных трансфертов на исполнение судебных актов по обеспечению жилыми помещениями детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, а также лиц из их числа в размере 90625 (девяносто тысяч шестьсот двадцать пять) рублей.
2. Признать утратившим силу постановление Мэра ЗАТО Северск от 28.04.2025 № 11-пм «Об утверждении норматива средней рыночной стоимости одного квадратного метра общей площади жилья для обеспечения жилыми помещениями детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, а также лиц из их числа».
3. Настоящее постановление вступает в силу со дня официального опубликования.
4. Опубликовать постановление в средстве массовой информации «Официальный бюллетень муниципальных правовых актов ЗАТО Северск» и разместить на официальном сайте Администрации ЗАТО Северск в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» (https://зато-северск.рф).
5. Контроль за исполнением постановления возложить на первого заместителя Мэра ЗАТО Северск.

Временно исполняющий полномочия Мэра ЗАТО Северск В.В.Бабенышев

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

Администрации ЗАТО Северск

от 26.06.2025
№ 1539-па

Об утверждении Схемы теплоснабжения закрытого административно-территориального образования Северск до 2045 года (актуализация на 2026 год)

В соответствии с пунктом 6 части 1 статьи 6 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Федеральным законом от 6 октября 2003 года № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», протоколом публичных слушаний по проекту Схемы теплоснабжения закрытого административно-территориального образования Северск до 2045 года (актуализация на 2026 год) от 20.06.2025 № 1, заключением по результатам публичных слушаний по проекту Схемы теплоснабжения закрытого административно-территориального образования Северск до 2045 года (актуализация на 2026 год) от 20.06.2025

ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить прилагаемую Схему теплоснабжения закрытого административно-территориального образования Северск до 2045 года (актуализация на 2026 год).
2. Признать утратившим силу постановление Администрации ЗАТО Северск от 26.06.2024 № 2122-па «Об утверждении Схемы теплоснабжения закрытого административно-территориального образования Северск до 2045 года (актуализация на 2025 год)».
3. Опубликовать постановление в средстве массовой информации «Официальный бюллетень муниципальных правовых актов ЗАТО Северск» и разместить на официальном сайте Администрации ЗАТО Северск в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» (https://зато-северск.рф).
4. Контроль за исполнением постановления возложить на первого заместителя Мэра ЗАТО Северск.

Мэр ЗАТО Северск Н.В. Диденко

УТВЕРЖДЕНА
постановлением
Администрации ЗАТО Северск
от 26.06.2025 № 1539-па

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗАКРЫТОГО АДМИНИСТРАТИВНО-ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СЕВЕРСК ДО 2045 ГОДА
Актуализация на 2026 год

УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

Разработчик: Общество с ограниченной ответственностью «НЭТ – Консалтинг»

Томск 2025

СОДЕРЖАНИЕ

Введение ... 7
1 Показатели существующего и перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории поселения, городского округа, города федерального значения ... 8
1.1 Величины существующей отапливаемой площади строительных фондов и приросты отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам – на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды (далее – этапы) ... 8
1.2 Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе ... 14
1.3 Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе ... 23
1.4 Существующая и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения и по поселению, городскому округу, городу федерального значения ... 23
2 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей ... 23
2.1 Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии ... 23
2.2 Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии ... 26
2.3 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе ... 26
2.4 Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения ... 26
2.5 Радиус эффективного теплоснабжения ... 26
3 Существующие и перспективные балансы теплоносителя ... 26
3.1 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей ... 26
3.2 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения ... 26
4 Основные положения мастер-плана развития систем теплоснабжения ЗАТО Северск ... 34
4.1 Описание сценариев развития систем теплоснабжения ... 34
4.1.1. Варианты развития ТЭЦ ... 34
4.1.2. Варианты развития котельных ... 34
4.2 Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения ... 35
4.2.1 Варианты развития ТЭЦ ... 35
4.2.2. Варианты развития котельных ... 41
5 Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии ... 42
5.1 Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях, для которых отсутствует возможность и (или) целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии, обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей (в ценовых зонах теплоснабжения, если реализацию товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии планируется осуществлять по регулируемым ценам (тарифам), и (или) обоснованная анализом индикаторов развития системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, если реализация товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии будет осуществляться по ценам, определяемым по соглашению сторон договора поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя) и радиуса эффективного теплоснабжения ... 42
5.2 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии ... 42
5.3. Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения ... 48
5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных ... 48
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 ... 48
5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для каждого этапа ... 48
5.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации ... 48
5.8. Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения ... 48
5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей ... 48

5.10 Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива 48
6 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей 48
6.1 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации 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) 48
6.2 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения под жилищную, комплексную или производственную застройку 48
6.3 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения 48
6.4 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных 49
6.5 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей 49
6.6 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки и участков подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 58
7 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения 58
8 Перспективные топливные балансы 58
8.1 Перспективные топливные балансы для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории ЗАТО Северск 58
8.2 Вид топлива, потребляемый источниками тепловой энергии, в том числе с использование возобновляемых источников энергии и местных видов топлива 61
8.3 Виды топлива, их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения 61
8.4 Преобладающий вид топлива в системе теплоснабжения ЗАТО Северск 63
8.5 Приоритетное направление развития топливного баланса ЗАТО Северск 61
9 Инвестиции в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию 161
9.1 Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии на каждом этапе 61
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 79
9.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения 79
9.4. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе 79
9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям 79
10 Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям) 79
10.1 Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) 79
10.2 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации 79
10.3 Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации 83
10.4 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения 83
11 Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии 83
12 Решения по бесхозяйным тепловым сетям 83
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 85
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 85
Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии 85
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 85
13.4 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы 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, части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения 85
13.5 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 ... 85
13.6 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения поселения, городского округа) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения ... 85
13.7 Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения поселения, городского округа для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения ... 85
14 Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения ... 85
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях ... 85
Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии ... 85
14.3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных) ... 85
14.4. Отношение величины технологических потерь к материальной характеристики тепловой сети ... 86
14.5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности ... 86
14.6. Удельная материальная характеристика тепловой сети, приведенная к тепловой нагрузке ... 86
14.7. Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах городского округа) ... 86
14.8. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии ... 87
14.9. Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) ... 87
14.10. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, общем объеме отпущенной тепловой энергии ... 87
14.11. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения) ... 87
14.12. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей ... 87
14.13. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии ... 87
14.14. Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, аконодательства Российской Федерации о естественных монополиях ... 89
Ценовые (тарифные) последствия ... 89
15.1 Тарифно-балансовая модель теплоснабжения филиала АО «РИР» в г. Северске ... 89
15.2 Тарифно-балансовая модель теплоснабжения ОАО ТС ... 105
15.3 Тарифно-балансовая модель теплоснабжения АО «СХК» ... 158
15.4 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий для конечных потребителей в системе теплоснабжения, включающей тепловые сети ОАО ТС ... 110
15.5 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий для конечных потребителей в системе теплоснабжения, е включающей тепловые сети ОАО ТС ... 114
15.6 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий для конечных потребителей тепловой энергии тепловой энергии в горячей воде г. Северска ... 114
15.7 Тарифно-балансовые модели для систем теплоснабжения внегородских территорий ЗАТО Северск (котельные «ЦОК» и «Камышка» п. Самусь и котельная п. Орловка) ... 116
15.8 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий для конечных потребителей тепловой энергии внегородских территорий ЗАТО Северск ... 134

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящем отчете применяют следующие термины, обозначения и сокращения с соответствующими определениями:

АО	– акционерное общество
ОТЭК	– Объединенная теплоэнергетическая компания
ЗАТО	– закрытый административный территориальный округ
ФГАОУ ВО НИ ТПУ	– федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»
СХК	– Сибирский химический комбинат
РИР	– Росатом инфраструктурные решения
ТЭЦ	– Теплоэлектроцентраль филиал АО «РИР» в г. Северске

ВВЕДЕНИЕ

В отчете представлены материалы схемы теплоснабжения закрытого административно-территориального образования Северск на период до 2045 г. (далее – схема теплоснабжения) во исполнение требований Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к Схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» Настоящий отчет состоит из следующих обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения, являющиеся ее неотъемлемой частью, включают следующие главы, оформленные отдельными томами:

Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»;
Глава 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»;
Глава 3 «Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»;
Глава «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»;
Глава «Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»;
Глава «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах»;
Глава 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии»;
Глава 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей»;
Глава 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»;
Глава 10 «Перспективные топливные балансы»;
Глава 11 «Оценка надежности теплоснабжения»;
Глава 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию»;
Глава 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения»;
Глава 14 «Ценовые (тарифные) последствия»;
Глава 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций»;
Глава 16 «Реестр мероприятий схемы теплоснабжения»;
Глава 17 «Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения»;
В соответствии с Требованиями к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации № 154 от 22.02.2012 г. (п. 22), схема теплоснабжения подлежит ежегодно актуализации в отношении следующих данных:
а) распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии в период, на который распределяются нагрузки;
б) изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии, в том числе за счет перераспределения тепловой нагрузки из одной зоны действия в другую в период, на который распределяются нагрузки;
в) внесение изменений в схему теплоснабжения или отказ от внесения изменений в части включения в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства;
г) переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в весенне-летний период функционирования систем теплоснабжения;
д) переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в отопительный период, в том числе за счет вывода котельных в пиковый режим работы, холодный резерв, из эксплуатации;
е) мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
ж) ввод в эксплуатацию в результате строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и соответствие их обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации, и проектной документации;
з) строительство и реконструкция тепловых сетей, включая их реконструкцию в связи с исчерпанием установленного и продленного ресурсов;
и) баланс топливно-энергетических ресурсов для обеспечения теплоснабжения, в том числе расходов аварийных запасов топлива;
к) финансовые потребности при изменении схемы теплоснабжения и источники их покрытия.

1 ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

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

Анализ движения строительных фондов в ретроспективном периоде основан на данных:
- отчетные сведения о социально-экономическом развитии города, размещенные на сайте администрации города (https://зато-северск.рф/sotsialno-ekonomicheskoe-razvitie);
- данные Федеральной службы государственной статистики (https://tmsk.gks.ru);
- сведения, предоставленные Комитетом архитектуры и градостроительства Администрации ЗАТО Северск.

Сведения о движении строительных фондов показаны на рисунке 1.1 и приведены в таблице 1.1.



Рисунок 1.1 – Динамика ввода строительных площадей

Таблица 1.1 – Показатели движения строительных фондов в ретроспективном периоде

Показатель (на конец периода)	2020	2021	2022	2023	2024
Численность населения, чел.	112 143	112 404	111 974	111 800	111 020
Площадь жилищного фонда, тыс. кв. м (на конец года), в том числе:	2 638,3	2 663,1	2 668,7	2 680,1	2 701,6
– индивидуальные жилые дома	103,1	107,3	113,0	113,0	113,0
– многоквартирные дома	2 528,3	2 548,9	2 548,8	2 567,1	2 582,1
Ввод в эксплуатацию жилых домов, тыс. кв. м	8,4	25,2	6,2	18,3	15,0
Вывод из эксплуатации (снос) жилых домов за год, тыс.кв. м	0,0857	0,3189	0,636	н/д	0,382
Ввод в эксплуатацию общественно-деловых строений, тыс. кв. м	0,5867	1,1235	4,0436	3,5000	0,5885

Из представленных данных следует, что ввод жилья в городе Северске в период 2020–2024 гг составляет, в среднем, 14.6 тыс. кв. м/год.

При проведении кадастрового зонирования территории выделяются структурно-территориальные единицы – кадастровые зоны и кадастровые кварталы. Кадастровые зоны выделяются, как правило, в границах административных районов и включенных в городскую черту дополнительных территорий. Кадастровые кварталы выделяются в границах кварталов существующей городской застройки, а также территорий, ограниченных дорогами, просека-ми, реками и другими естественными границами. Кадастровые зоны и кварталы покрывают территорию города без разрывов и перекрытий.

Прогноз перспективной застройки территории определялся на основании Генерального плана ЗАТО Северск, утвержденного решением Думы ЗАТО Северск № 38/5 от 31.08.2023 г. с учетом последующих корректировок и дополнительных исходных данных:

- в период до 2030 года – по реестрам строящихся и планируемых к строительству отдельных зданий:
- многоэтажных и индивидуальных жилых домов с указанием площади застраиваемой территории;
- общественно-деловых зданий с указанием общей площади зданий;
- общеобразовательных школ с указанием по некоторым зданиям количества учеников, общей площади;
- детских дошкольных учреждений - садов с указанием по некоторым зданиям количества мест;
- в период с 2031 г. до 2045 гг. по схемам территориального развития города с указанием площади застраиваемой территории, типа застройки, площади зданий.

На период до 2030 г. данные по вводу перспективной застройки города представлены более детально, на дальнейшую перспективу предусматривается мониторинг реализации Генерального плана и, соответственно, мониторинг и актуализация «Схемы теплоснабжения ЗАТО Северск». Прогнозируемые годовые объемы прироста перспективной застройки для каждого из периодов определены по состоянию на начало следующего периода, т.е. исходя из величины площади застройки, введенной в эксплуатацию в течение рассматриваемого периода (например, в период 2031-2035 гг.), приводится прирост строительных площадей для условного 2035 г.

По объектам общественного назначения: детским садам, больницам, поликлиникам, общеобразовательным школам, площади фонда недвижимости общественного назначения, площади строений приняты по данным Комитета архитектуры и градостроительства Админи-страции ЗАТО Северск. По объектам, у которых данные по площади не представлены, площадь общественно-деловой застройки определялась из указанного количества мест. Объекты, по которым данные отсутствовали, не учитывались.

Численность населения ЗАТО Северск на конец 2024 года по оценке составляет 111,02 тыс. человек. В соответствии с Генеральным планом ЗАТО Северск численность населения на расчетный срок составляет 109,034 тыс. человек. В связи с этим перспективная численность населения на период до 2027 года принята в соответствии с прогнозом социально-экономического развития города (https:// зато-северск.рф/prognoz-sotsialno-ekonomicheskogo-razvitija). Значения численности населения на период планирования Схемы теплоснабжения (до 2045 года) приняты по прогнозу, определенному Генеральным планом. Прогнозные значения жилищного фонда города и численности населения приведены на рисунке 1.2.



Рисунок 1.2 – Прогнозная численность населения и площадь жилищного фонда

Ввод жилищного фонда в период 2025–2045 гг. прогнозируется на уровне 77 % от общего ввода строений.

Графическая иллюстрация динамики изменения строительных фондов по годам представлена на рисунке 1.3, накопительным итогом – на рисунке 1.4.



Рисунок 1.3 – Модели годовых приростов строительных фондов

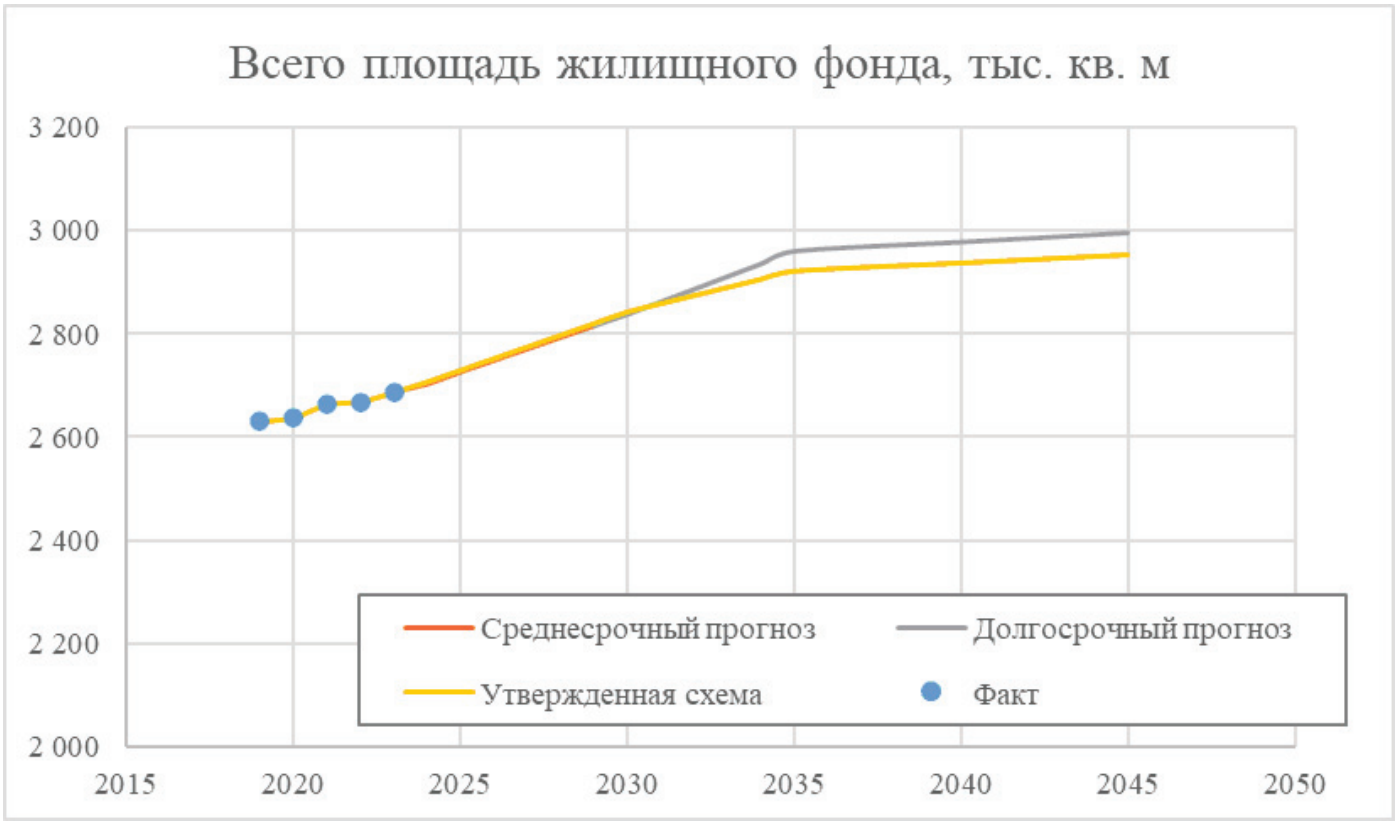


Рисунок 1.4 – Прирост жилищного фонда накопительным итогом

Из рисунков 1.3 и 1.4 видно, что темпы ввода жилых строений в среднесрочном периоде, в среднем, соответствуют показателям ретроспективного периода и составляют 22,7 тыс. кв. м. В долгосрочном периоде ожидается незначительное снижение темпов застройки. Из рис. 1.4 видно, что фактические темпы застройки в целом соответствуют прогнозным значениям, определенным Утвержденной схемой теплоснабжения.

При расчете объемов нового строительства учитывалась современная ситуация и необходимость выдержать тенденцию постепенного наращивания ежегодного ввода жилья для достижения благоприятных жилищных условий.

Генеральным планом ЗАТО Северск предусмотрено развитие жилищного строительства, ликвидация ветхого и аварийного жилья, строительство инженерно-транспортной инфраструктуры, строительство социально значимых объектов культурно-бытового назначения.

При формировании прогноза прироста жилищного фонда по расчетным единицам тер-риториального деления и объектам строительства учтены следующие факторы и условия:

- изменение численности населения;
- структура нового жилищного строительства, предусмотренная в утвержденном генеральном плане ЗАТО Северск и в утвержденных проектах планировки.

Приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления ЗАТО Северск к 2045 г. относительно 2024 г. составят:

- жилищный фонд – 414,2 тыс. м^2:
- общественно-деловая застройка – 14,4 тыс. м^2;
- промышленные объекты – 108,7 тыс. м^2.

Прогнозы приростов строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, приведены в табл. 1.2–1.4. Прогнозы приростов строительных фондов, сгруппированные по зонам действия источников тепловой энергии, приведены в табл. 1.5

Таблица 1.2 – Ввод в эксплуатацию жилых зданий с общей площадью жилищного фонда на период актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м^2

Наименование показателей	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост жилищного фонда, в т. ч.:	8,4	25,2	6,2	18,3	15,0	23,7	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	123,6	90,0	90,0
накопительным итогом:	-49,7	-24,5	-18,3	-15,0		23,7	46,2	68,8	91,3	113,9	136,4	215,0	203,9	226,4
Многоэтажный жилищный фонд				0,0	0,0	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	113,5	90,0	90,0
Средне- и малоэтажный жилищный фонд				0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,2	0,0	0,0
Всего по городу, в т. ч.:	8,4	25,2	6,2	18,3	15,0	23,7	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	123,6	90,0	90,0
70:22:0000000					0,0	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	45,1	0,0	0,0
70:22:0010104					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,2	0,0	0,0
70:22:0010109					3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,4	0,0	0,0
70:22:0010110					11,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010219					0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010702					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0020605					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
н/о					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	40,0	90,0	90,0

Таблица 1.3 – Ввод в эксплуатацию общественно-деловых зданий с общей площадью на период актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м^2

Наименование показателей	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост общественно-делового фонда, в т. ч.:	0,6	1,1	4,0	0,0	1,9	14,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0
накопительным итогом:	-5,2	-4,0	0,0	-1,9		14,0	17,4	17,4	17,4	17,4	17,9	17,4	17,4	17,9
Всего по городу, в т. ч. по кадастровым кварталам:					1,9	14,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0
70:22:0010101					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010104					0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010105					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010106					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010108					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010109					0,5	4,7	1,8	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0
70:22:0010110					0,1	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010601					0,0	4,6	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010605					0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010702					1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0020605					0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.4 – Ввод в эксплуатацию промышленных строений с общей площадью на период актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м^2

Наименование показателей	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост производственного фонда, ч.:	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,5	5,3	0,0	6,0	12,0	0,0	36,0	0,0	0,0
накопительным итогом:	0,0	0,0	0,0	0,0		11,5	16,8	16,8	22,8	34,8	34,8	58,8	58,8	34,8
Всего по городу, в т. ч. по кадастровым кварталам:						11,5	5,3	0,0	6,0	12,0	0,0	36,0	0,0	0,0
70:22:0010102						0,0	0,0	0,0	0,0	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010402						0,0	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010501						0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010505						10,6	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010702						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,0	0,0	0,0

Таблица 1.5 – Ввод в эксплуатацию капитальных строений в границах зон действия источников тепловой энергии, тыс. м^2

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2024-2045
ТЭЦ	**Ввод строений в течение периода, тыс. м^2**	42,3	27,4	22,5	22,5	34,5	23,0	119,7	0,0	0,0	292,0
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м^2	23,7	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	83,6	0,0	0,0	194,2
	в т.ч. многоквартирные	23,7	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	83,6	0,0	0,0	194,2
	в т.ч. индивидуальные	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м^2	17,7	4,8	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	14,4
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м^2	0,9	0,0	0,0	0,0	12,0	0,0	36,0	0,0	0,0	86,8
Автономный источник теплоснабжения	**Ввод строений в течение периода, тыс. м^2**	10,6	5,3	0,0	6,0	0,0	0,0	40,0	90,0	90,0	241,9
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м^2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	40,0	90,0	90,0	220,0
	в т.ч. многоквартирные	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	40,0	90,0	90,0	220,0
	в т.ч. индивидуальные	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м^2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м^2	10,6	5,3	0,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,9
Всего по ЗАТО Северск	**Ввод строений в течение периода, тыс. м^2**	52,9	32,7	22,5	28,5	34,5	23,0	159,7	90,0	90,0	537,3
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м^2	23,7	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	123,6	90,0	90,0	414,2
	в т.ч. многоквартирные	23,7	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	123,6	90,0	90,0	414,2
	в т.ч. индивидуальные	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м^2	17,7	4,8	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	14,4
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м^2	11,5	5,3	0,0	6,0	12,0	0,0	36,0	0,0	0,0	108,7

1.2 Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе

Прогноз прироста тепловых нагрузок по ЗАТО Северск сформирован на основе прогноза перспективной застройки на период до 2045 г. Аналогично прогнозу перспективной застройки, прогноз спроса на тепловую энергию выполнен территориально-распределенным способом – для каждого из расчётных элементов территориального деления.

Прогнозируемые годовые объемы прироста теплопотребления для каждого из периодов так же, как и прирост перспективной застройки, были определены по состоянию на начало следующего периода, т.е. исходя из величины площади застройки, введенной в эксплуатацию в течение рассматриваемого периода (например, в период 2031–2035 гг.), приводится прирост тепловой энергии для условного 2035 г. и т.д.

Прогноз прироста тепловой нагрузки, тепловой энергии и расходов теплоносителя на территории города за счет ввода в эксплуатацию вновь строящихся зданий для отдельных периодов планирования схемы теплоснабжения и на весь рассматриваемый период с разделением по группам потребителей и видам теплопотребления, сгруппированный по границам кадастровых кварталов и зон действия источников приведен в таблицах 1.6–1.23.

Таблица 1.6 – Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых жилых зданиях (на общую площадь зданий) на период до 2045 года, Гкал/ч

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилищного фонда, в т.ч.:	2,2559	2,1880	2,1880	2,1549	2,1549	2,1549	5,5855	0,0000	0,0000
накопительным итогом:	2,2559	4,4439	6,6320	8,7869	10,9418	13,0967	18,6822	18,6822	18,6822
Многоэтажный жилищный фонд	2,1880	2,1880	2,1880	2,1549	2,1549	2,1549	5,2350	0,0000	0,0000
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0,0679	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,3505	0,0000	0,0000
Индивидуальные жилые строения	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Всего по городу, в т. ч.:	2,2559	2,1880	2,1880	2,1549	2,1549	2,1549	5,5855	0,0000	0,0000
Многоквартирный жилищный фонд, в т. ч. по кадастровым кварталам:	2,2559	2,1880	2,1880	2,1549	2,1549	2,1549	6,7775	2,6820	2,6820
70:22:0000000	2,1880	2,1880	2,1880	2,1549	2,1549	2,1549	4,3098	0,0000	0,0000
70:22:0010104	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,3338	0,0000	0,0000
70:22:0010109	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9420	0,0000	0,0000
70:22:0010219	0,0679	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
н/о	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,1920	2,6820	2,6820

Таблица 1.7 – Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых жилых зданиях (на общую площадь зданий) на период до 2045 года, Гкал/ч

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост тепловой нагрузки ГВС жилищного фонда, в т.ч.:	0,5125	0,5020	0,5020	0,5351	0,5351	0,5351	2,1477	0,3315	0,3315
накопительным итогом:	0,5125	1,0144	1,5164	2,0515	2,5866	3,1217	5,2695	5,6009	5,9324
Многоэтажный жилищный фонд	0,5020	0,5020	0,5020	0,5351	0,5351	0,5351	1,8091	0,3315	0,3315
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0,0105	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,3386	0,0000	0,0000
Индивидуальные жилые строения	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Всего по городу, в т. ч.:	0,5125	0,5020	0,5020	0,5351	0,5351	0,5351	2,1477	0,3315	0,3315
Многоквартирный жилищный фонд, в т. ч. по кадастровым кварталам:	0,5125	0,5020	0,5020	0,5351	0,5351	0,5351	2,1477	0,3315	0,3315
70:22:0000000	0,5020	0,5020	0,5020	0,5351	0,5351	0,5351	1,0702	0,0000	0,0000
70:22:0010104	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0829	0,0000	0,0000
70:22:0010109	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,8473	0,0000	0,0000
70:22:0010219	0,0105	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
н/о	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1473	0,3315	0,3315

Таблица 1.8 – Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых общественно-деловых строениях на период до 2045 года, Гкал/ч

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	1,5807	0,4339	0,0000	0,0000	0,0000	0,1360	0,0000	0,0000	0,0000
накопительным итогом:	1,5807	2,0146	2,0146	2,0146	2,0146	2,1506	2,1506	2,1506	2,1506
Всего по городу, в т. ч.:	1,5807	0,4339	0,0000	0,0000	0,0000	0,1360	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010103	0,3325	0,0377	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010104	0,0453	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010109	0,4203	0,1656	0,0000	0,0000	0,0000	0,1360	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010110	0,2770	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010601	0,4087	0,1434	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010603	0,0000	0,0872	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010605	0,0969	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Таблица 1.9 – Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжения в проектируемых общественно-деловых строениях на период до 2045 года, Гкал/ч

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	0,0785	0,0229	0,0000	0,0000	0,0000	0,0719	0,0000	0,0000	0,0000
накопительным итогом:	0,0785	0,1014	0,1014	0,1014	0,1014	0,1733	0,1733	0,1733	0,1733
Всего по городу, в т. ч.:	0,0785	0,0229	0,0000	0,0000	0,0000	0,0719	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010103	0,0176	0,0020	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010104	0,0024	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010109	0,0222	0,0088	0,0000	0,0000	0,0000	0,0719	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010110	0,0146	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010601	0,0216	0,0076	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010603	0,0000	0,0046	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010605	0,0051	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Таблица 1.10 – Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых промышленных зданиях на период до 2045 года, Гкал/ч

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	1,0286	0,4749	0,0000	0,4727	0,9454	0,0000	2,8361	0,0000	0,0000
накопительным итогом:	1,0286	1,5034	1,5034	1,9761	2,9215	2,9215	5,7576	5,7576	5,7576
Всего по городу, в т. ч.:	1,0286	0,4749	0,0000	0,4727	0,9454	0,0000	2,8361	0,0000	0,0000
70:22:0010102	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9454	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010402	0,0000	0,4749	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010501	0,0788	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010505	0,9498	0,0000	0,0000	0,4727	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010702	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	2,8361	0,0000	0,0000

Таблица 1.11 – Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых промышленных зданиях на период до 2045 года, Гкал/ч

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	0,1004	0,0251	0,0000	0,0273	0,0546	0,0000	0,1639	0,0000	0,0000
накопительным итогом:	0,1004	0,1256	0,1256	0,1529	0,2075	0,2075	0,3714	0,3714	0,3714
Всего по городу, в т. ч.:	0,1004	0,0251	0,0000	0,0273	0,0546	0,0000	0,1639	0,0000	0,0000
70:22:0010102	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0546	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010402	0,0000	0,0251	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010501	0,0502	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010505	0,0502	0,0000	0,0000	0,0273	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010702	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1639	0,0000	0,0000

Таблица 1.12 – Прирост потребления тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции в проектируемых жилых зданиях (на общую площадь зданий) на период до 2045 года, тыс. Гкал/год

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилищного фонда, в т.ч.:	5,97	5,79	5,79	5,70	5,70	5,70	14,77	0,00	0,00
накопительным итогом:	5,97	11,75	17,54	23,24	28,93	34,63	49,40	49,40	49,40
Многоэтажный жилищный фонд	5,79	5,79	5,79	5,70	5,70	5,70	13,84	0,00	0,00
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00
Индивидуальные жилые строения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего по городу, в т. ч.:	5,97	5,79	5,79	5,70	5,70	5,70	14,77	0,00	0,00
Многоквартирный жилищный фонд, в т. ч. по кадастровым кварталам:	5,97	5,79	5,79	5,70	5,70	5,70	17,92	7,09	0,00
70:22:0000000	5,79	5,79	5,79	5,70	5,70	5,70	11,40	0,00	0,00
70:22:0010104	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,88	0,00	0,00
70:22:0010109	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,49	0,00	0,00
70:22:0010219	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
н/о	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,15	7,09	0,00

Таблица 1.13 – Прирост потребления тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения в проектируемых жилых зданиях (на общую площадь зданий) на период до 2045 года, тыс. Гкал/год

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилищного фонда, в т.ч.:	1,79	1,76	1,76	1,87	1,87	1,87	7,52	1,16	1,16
накопительным итогом:	1,79	3,55	5,31	7,18	9,05	10,93	18,44	19,60	20,76
Многоэтажный жилищный фонд	1,76	1,76	1,76	1,87	1,87	1,87	6,33	1,16	1,16
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,19	0,00	0,00
Индивидуальные жилые строения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего по городу, в т. ч.:	1,79	1,76	1,76	1,87	1,87	1,87	7,52	1,16	1,16
Многоквартирный жилищный фонд, в т. ч. по кадастровым кварталам:	1,79	1,76	1,76	1,87	1,87	1,87	7,52	1,16	1,16
70:22:0000000	1,76	1,76	1,76	1,87	1,87	1,87	3,75	0,00	0,00
70:22:0010104	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,00	0,00
70:22:0010109	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,97	0,00	0,00
70:22:0010219	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
н/о	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,52	1,16	1,16

Таблица 1.14 – Прирост потребления тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции в проектируемых общественно-деловых зданиях на период до 2045 года, тыс. Гкал/год

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	4,18	1,15	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00
накопительным итогом:	4,18	5,33	5,33	5,33	5,33	5,69	5,69	0,00	0,00
Всего по городу, в т. ч.:	4,18	1,15	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00
70:22:0010103	0,88	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010104	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010109	1,11	0,44	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00
70:22:0010110	0,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010601	1,08	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010603	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010605	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 1.15 – Прирост потребления тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения в проектируемых общественно-деловых зданиях на период до 2045 года, тыс. Гкал/год

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	0,27	0,08	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00
накопительным итогом:	0,27	0,35	0,35	0,35	0,35	0,61	0,61	0,61	0,61
Всего по городу, в т. ч.:	0,27	0,08	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00
70:22:0010103	0,06	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010104	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010109	0,08	0,03	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
70:22:0010110	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010601	0,08	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010603	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010605	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 1.16 – Прирост потребления тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции в проектируемых производственных строениях на период до 2045 года, тыс. Гкал/год

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	2,72	1,26	0,00	1,25	2,50	0,00	7,50	0,00	0,00
накопительным итогом:	2,72	3,98	3,98	5,23	7,73	7,73	15,23	15,23	15,23
Всего по городу, в т. ч.:	2,72	1,26	0,00	1,25	2,50	0,00	7,50	0,00	0,00
70:22:0010102	0,00	0,00	0,00	0,00	2,50	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010402	0,00	1,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010501	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010505	2,51	0,00	0,00	1,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010702	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,50	0,00	0,00

Таблица 1.17 – Прирост потребления тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения в проектируемых производственных строениях на период до 2045 года, тыс. Гкал/год

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	0,35	0,09	0,00	0,10	0,19	0,00	0,57	0,00	0,00
накопительным итогом:	0,35	0,44	0,44	0,54	0,73	0,73	1,30	1,30	1,30
Всего по городу, в т. ч.:	0,35	0,09	0,00	0,10	0,19	0,00	0,57	0,00	0,00
70:22:0010102	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010402	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010501	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010505	0,18	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010702	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00

Таблица 1.18 – Прирост тепловой нагрузки в границах зон действия источников тепловой энергии ЗАТО Северск в период до 2027 года, Гкал/ч

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2025			2026			2027			2028			2029		
		ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
ТЭЦ	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	3,9153	0,6463	4,5616	2,6219	0,5249	3,1468	2,1880	0,5020	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900	3,1003	0,5897	3,6900
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	2,2559	0,5125	2,7684	2,1880	0,5020	2,6900	2,1880	0,5020	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900
	в т.ч. многоквартирные	2,2559	0,5125	2,7684	2,1880	0,5020	2,6900	2,1880	0,5020	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900
	в т.ч. индивидуальные	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	1,5807	0,0836	1,6642	0,4339	0,0229	0,4568	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,0788	0,0502	0,1290	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9454	0,0546	1,0000
Автономный источник теплоснабжения	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	0,9498	0,0502	1,0000	0,4749	0,0251	0,5000	0,0000	0,0000	0,0000	0,4727	0,0273	0,5000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	в т.ч. многоквартирные	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	в т.ч. индивидуальные	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,9498	0,0502	1,0000	0,4749	0,0251	0,5000	0,0000	0,0000	0,0000	0,4727	0,0273	0,5000	0,0000	0,0000	0,0000

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2025			2026			2027			2028			2029		
		ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
Всего по ЗАТО "Северск"	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	4,8651	0,6965	5,5616	3,0968	0,5500	3,6468	2,1880	0,5020	2,6900	2,6276	0,5624	3,1900	3,1003	0,5897	3,6900
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	2,2559	0,5125	2,7684	2,1880	0,5020	2,6900	2,1880	0,5020	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900
	в т.ч. многоквартирные	2,2559	0,5125	2,7684	2,1880	0,5020	2,6900	2,1880	0,5020	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900
	в т.ч. индивидуальные	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	1,5807	0,0836	1,6642	0,4339	0,0229	0,4568	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	1,0286	0,1004	1,1290	0,4749	0,0251	0,5000	0,0000	0,0000	0,0000	0,4727	0,0273	0,5000	0,9454	0,0546	1,0000

Таблица 1.19 – Прирост тепловой нагрузки в границах зон действия источников тепловой энергии ЗАТО Северск в период до 2045 года, Гкал/ч

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2030			2031-2035			2036-2040			2041-2045			2025-2045		
		ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
ТЭЦ	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	2,2909	0,6070	2,8979	8,4216	2,1643	10,5859	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	24,6930	5,5693	30,2623
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	2,1549	0,5351	2,6900	5,5855	2,0004	7,5859	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	18,6822	5,1221	23,8043
	в т.ч. многоквартирные	2,1549	0,5351	2,6900	5,5855	2,0004	7,5859	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	18,6822	5,1221	23,8043
	в т.ч. индивидуальные	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,1360	0,0719	0,2079	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	2,1506	0,1784	2,3289
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,0000	0,0000	0,0000	2,8361	0,1639	3,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	3,8602	0,2688	4,1290
Автономный источник теплоснабжения	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	0,0000	0,0000	0,0000	1,1920	0,1473	1,3393	2,6820	0,3315	3,0135	2,6820	0,3315	3,0135	3,0893	0,2500	3,3393
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	0,0000	0,0000	0,0000	1,1920	0,1473	1,3393	2,6820	0,3315	3,0135	2,6820	0,3315	3,0135	1,1920	0,1473	1,3393
	в т.ч. многоквартирные	0,0000	0,0000	0,0000	1,1920	0,1473	1,3393	2,6820	0,3315	3,0135	2,6820	0,3315	3,0135	1,1920	0,1473	1,3393
	в т.ч. индивидуальные	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,8973	0,1027	2,0000
Всего по ЗАТО "Северск"	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	2,2909	0,6070	2,8979	9,6136	2,3116	11,9253	2,6820	0,3315	3,0135	2,6820	0,3315	3,0135	27,7823	5,8193	33,6016
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	2,1549	0,5351	2,6900	6,7775	2,1477	8,9253	2,6820	0,3315	3,0135	2,6820	0,3315	3,0135	19,8742	5,2695	25,1437
	в т.ч. многоквартирные	2,1549	0,5351	2,6900	6,7775	2,1477	8,9253	2,6820	0,3315	3,0135	2,6820	0,3315	3,0135	19,8742	5,2695	25,1437
	в т.ч. индивидуальные	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,1360	0,0719	0,2079	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	2,1506	0,1784	2,3289
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,0000	0,0000	0,0000	2,8361	0,1639	3,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	5,7576	0,3714	6,1290

Таблица 1.20 – Прирост потребления тепловой энергии в границах зон действия источников тепловой энергии ЗАТО Северск в период до 2027 года, тыс. Гкал/год

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2025			2026			2027			2028			2029		
		ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
ТЭЦ	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	10,35	2,26	12,62	6,93	1,84	8,77	5,79	1,76	7,54	5,70	1,87	7,57	8,20	2,06	10,26
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	5,97	1,79	7,76	5,79	1,76	7,54	5,79	1,76	7,54	5,70	1,87	7,57	5,70	1,87	7,57
	в т.ч. многоквартирные	5,97	1,79	7,76	5,79	1,76	7,54	5,79	1,76	7,54	5,70	1,87	7,57	5,70	1,87	7,57
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	4,18	0,29	4,47	1,15	0,08	1,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,21	0,18	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,50	0,19	2,69
Автономный источник теплоснабжения	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	2,51	0,18	2,69	1,26	0,09	1,34	0,00	0,00	0,00	1,25	0,10	1,35	0,00	0,00	0,00
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	в т.ч. многоквартирные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	2,51	0,18	2,69	1,26	0,09	1,34	0,00	0,00	0,00	1,25	0,10	1,35	0,00	0,00	0,00
Всего по ЗАТО "Северск"	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	12,87	2,44	15,30	8,19	1,93	10,11	5,79	1,76	7,54	6,95	1,97	8,92	8,20	2,06	10,26
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	5,97	1,79	7,76	5,79	1,76	7,54	5,79	1,76	7,54	5,70	1,87	7,57	5,70	1,87	7,57
	в т.ч. многоквартирные	5,97	1,79	7,76	5,79	1,76	7,54	5,79	1,76	7,54	5,70	1,87	7,57	5,70	1,87	7,57
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	4,18	0,29	4,47	1,15	0,08	1,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	2,72	0,35	3,07	1,26	0,09	1,34	0,00	0,00	0,00	1,25	0,10	1,35	2,50	0,19	2,69

Таблица 1.21 – Прирост потребления тепловой энергии в границах зон действия источников тепловой энергии ЗАТО Северск в период до 2045 года, тыс. Гкал/год

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2030			2031-2035			2036-2040			2041-2045			2025-2045		
		ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
ТЭЦ	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	6,06	2,12	8,18	22,27	7,58	29,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	65,30	19,49	84,79
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	5,70	1,87	7,57	14,77	7,00	21,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49,40	17,93	67,33
	в т.ч. многоквартирные	5,70	1,87	7,57	14,77	7,00	21,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49,40	17,93	67,33
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,36	0,25	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,69	0,62	6,31
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	7,50	0,57	8,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,21	0,94	11,15

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2030			2031-2035			2036-2040			2041-2045			2025-2045		
		ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
Автономный источник теплоснабжения	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	0,00	0,00	0,00	3,15	0,52	3,67	7,09	1,16	8,25	7,09	1,16	8,25	22,35	3,20	25,55
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	3,15	0,52	3,67	7,09	1,16	8,25	7,09	1,16	8,25	17,34	2,84	20,17
	в т.ч. многоквартирные	0,00	0,00	0,00	3,15	0,52	3,67	7,09	1,16	8,25	7,09	1,16	8,25	17,34	2,84	20,17
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,02	0,36	5,38
Всего по ЗАТО "Северск"	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	6,06	2,12	8,18	25,42	8,09	33,51	7,09	1,16	8,25	7,09	1,16	8,25	87,65	22,69	110,34
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	5,70	1,87	7,57	17,92	7,52	25,44	7,09	1,16	8,25	7,09	1,16	8,25	66,74	20,76	87,50
	в т.ч. многоквартирные	5,70	1,87	7,57	17,92	7,52	25,44	7,09	1,16	8,25	7,09	1,16	8,25	66,74	20,76	87,50
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,36	0,25	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,69	0,62	6,31
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	7,50	0,57	8,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,23	1,30	16,53

Таблица 1.22 – Прирост расхода теплоносителя в границах зон действия источников тепловой энергии ЗАТО Северск в период до 2027 года, т/ч

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2025			2026			2027			2028			2029		
		ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
ТЭЦ	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	48,75	22,99	71,74	32,64	18,67	51,32	27,24	17,86	45,10	26,83	19,03	45,86	38,60	20,98	59,58
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	28,09	18,23	46,32	27,24	17,86	45,10	27,24	17,86	45,10	26,83	19,03	45,86	26,83	19,03	45,86
	в т.ч. многоквартирные	28,09	18,23	46,32	27,24	17,86	45,10	27,24	17,86	45,10	26,83	19,03	45,86	26,83	19,03	45,86
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	19,68	2,97	22,65	5,40	0,82	6,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,98	1,79	2,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,77	1,94	13,71
Автономный источник теплоснабжения	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	11,82	1,79	13,61	5,91	0,89	6,81	0,00	0,00	0,00	5,88	0,97	6,86	0,00	0,00	0,00
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	в т.ч. многоквартирные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	11,82	1,79	13,61	5,91	0,89	6,81	0,00	0,00	0,00	5,88	0,97	6,86	0,00	0,00	0,00

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2025			2026			2027			2028			2029		
		ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
Всего по ЗАТО "Северск"	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	60,57	24,78	85,35	38,56	19,57	58,12	27,24	17,86	45,10	32,71	20,01	52,72	38,60	20,98	59,58
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	28,09	18,23	46,32	27,24	17,86	45,10	27,24	17,86	45,10	26,83	19,03	45,86	26,83	19,03	45,86
	в т.ч. многоквартирные	28,09	18,23	46,32	27,24	17,86	45,10	27,24	17,86	45,10	26,83	19,03	45,86	26,83	19,03	45,86
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	19,68	2,97	22,65	5,40	0,82	6,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	12,81	3,57	16,38	5,91	0,89	6,81	0,00	0,00	0,00	5,88	0,97	6,86	11,77	1,94	13,71

Таблица 1.23 – Прирост расхода теплоносителя в границах зон действия источников тепловой энергии ЗАТО Северск в период до 2045 года, т/ч

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2030			2031-2035			2036-2040			2041-2045			2025-2045		
		ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
ТЭЦ	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	28,52	21,59	50,11	104,85	76,99	181,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	307,43	198,11	505,54
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	26,83	19,03	45,86	69,54	71,16	140,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,60	182,20	414,80
	в т.ч. многоквартирные	26,83	19,03	45,86	69,54	71,16	140,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,60	182,20	414,80
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	1,69	2,56	4,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26,77	6,35	33,12
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	35,31	5,83	41,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	48,06	9,56	57,62
Автономный источник теплоснабжения	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	0,00	0,00	0,00	14,84	5,24	20,08	33,39	11,79	45,18	33,39	11,79	45,18	38,46	8,89	47,36
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	14,84	5,24	20,08	33,39	11,79	45,18	33,39	11,79	45,18	14,84	5,24	20,08
	в т.ч. многоквартирные	0,00	0,00	0,00	14,84	5,24	20,08	33,39	11,79	45,18	33,39	11,79	45,18	14,84	5,24	20,08
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23,62	3,65	27,27
Всего по ЗАТО "Северск"	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	28,52	21,59	50,11	119,69	82,23	201,92	33,39	11,79	45,18	33,39	11,79	45,18	345,90	207,00	552,90
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	26,83	19,03	45,86	84,38	76,40	160,78	33,39	11,79	45,18	33,39	11,79	45,18	247,44	187,44	434,88
	в т.ч. многоквартирные	26,83	19,03	45,86	84,38	76,40	160,78	33,39	11,79	45,18	33,39	11,79	45,18	247,44	187,44	434,88
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	1,69	2,56	4,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26,77	6,35	33,12
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	35,31	5,83	41,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	71,68	13,21	84,90

1.3 Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе

Промышленность ЗАТО Северск имеет традиционно сложившуюся отраслевую структуру: обрабатывающие производства, обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха, водоснабжение, водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений и определяет общую тенденцию в развитии экономики ЗАТО Северск.

Ведущее направление в обрабатывающей промышленности ЗАТО Северск – производство ядерного топлива (АО «СХК»).

Прочие направления обрабатывающих производств:

- производство химических веществ и химических продуктов – ООО «Сибирский титан», ООО «ТомскАзот», ООО «МК-Полимер»;
- производство готовых металлических изделий – ООО «Научно-производственная компания «ВАБ-70», ООО «СибРегионПромсервис»;
- производство электрического оборудования – ООО «Северскккабель»;
- производство прочей неметаллической минеральной продукции – ООО «Интергласс»;
- производство прочих транспортных средств и оборудования – ООО «Самусьский ССРЗ»;
- производство пищевых продуктов – ООО «Деревенское молочко».

Основными факторами развития производственных зон является начало капиталоемкого строительства инновационного реактора (Брест-ОД-300), а также рост объемов производства резидентов ТОР «Северск». Перечень производственных объектов, ввод которых запланирован в период планирования Схемы теплоснабжения приведен в таблице 1.24.

Таблица 1.24 – Перечень производственных и складских строений, строительство которых запланировано в период планирования Схемы теплоснабжения

Застройщик	Наименование объекта строительства	Адрес	Площадь, кв. м
АО «РГ - Западная Сибирь»	производственно-технический комплекс по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов I и II классов опасности «Западная Сибирь» (шифр: Экотехнопарк «Западная Сибирь»)	ЗАТО Северск, второе участковое лесничество ЗАТО Северск, участок 40/3	10 600,2
АО «СХК»	«АО «СХК», СЗ Здание № 50А, ПХСУ. Повышение энергоэффективности хладо - и теплообеспечения оборудования 2-го и 4-го производств ПХСУ»	г. Северск, Автодорога 14/17	5 300,1
ООО «Сибирский титан»	Промышленное производство пигментного диоксида титана на основе фторидной технологии	г. Северск, Автодорога, 2/3	879,2
АО «СХК»	Стенд приемо-сдаточных испытаний главного циркуляционного насосного агрегата реакторной установки БРЕСТ-ОД-300	г. Северск, второе участковое лесничество ЗАТО Северск, участок № 40/2и	6 006,1
н/д	Коммунально-складские объекты	ул. Леонтичука, 11/1	12 012,2
н/д	ТОСЭР "Северск" объекты капитального строительства производственного (промышленного) назначения 4-5 класса опасности	уд. Предзаводская	36 036,7

1.4. Существующая и перспективные величины средневзвешенной плотности тепловой нагрузки в каждом расчетном элементе территориального деления, зоне действия каждого источника тепловой энергии, каждой системе теплоснабжения и по поселению, городскому округу, городу федерального значения

Средневзвешенная плотность тепловой нагрузки указывается с учетом площади действия источника тепловой энергии и нагрузки, которая к нему подключена.

Существующее и перспективное значения средневзвешенной плотности тепловой нагрузки на территории ЗАТО Северск представлены в таблице 1.25.

Таблица 1.25 – Существующая и перспективная средневзвешенная плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га

№ п/п	Зона действия источника	Существующая средневзвешенная плотность тепловой нагрузки (на 2024 год), Гкал/ч·м²	Перспективная средневзвешенная плотность тепловой нагрузки (на 2045 год), Гкал/ч·м²
1	ТЭЦ г. Северск	0,7593	0,8051
2	ЦОК п. Самусь	1,7982	1,7982
3	Котельная п. Самусь, ул. Камышка	0,5198	0,5198
4	Котельная п. Орловка	0,0764	0,0764

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

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

Зона действия ТЭЦ (г. Северск) распространяется на всех потребителей тепловой энергии в г. Северске. Функционирующие котельные в зоне эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ (г. Северск) отсутствуют.

Зона действия центральной отопительной котельной (далее – ЦОК) МКП «СВК» распространяется на потребителей тепловой энергии центральной части пос. Самусь в границах ул. Ленина, ул. Лесной, ул. Кирова, ул. Ворошилова.

Зона действия котельной по ул. Камышка МКП «СВК» пос. Самусь, ограничена объектами в районе ул. Камышка.

Котельная в пос. Орловка обеспечивает теплоснабжение объектов юго-восточной части поселка.

Существующие зоны действия основных источников тепловой энергии ЗАТО Северск приведены на рисунках 2.1–2.4.

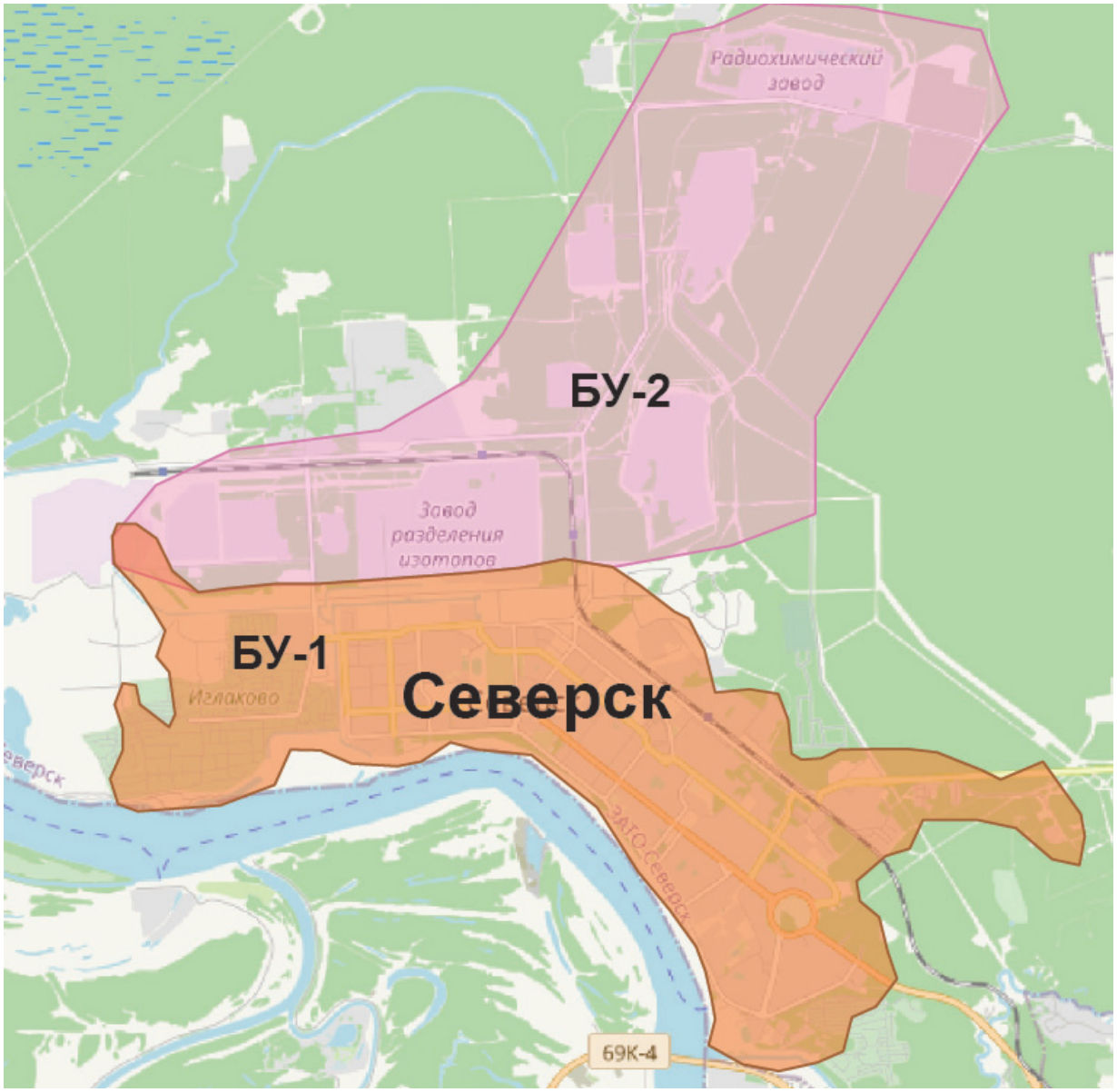


Рисунок 2.1 – Существующая зона действия ТЭЦ АО «РИР»

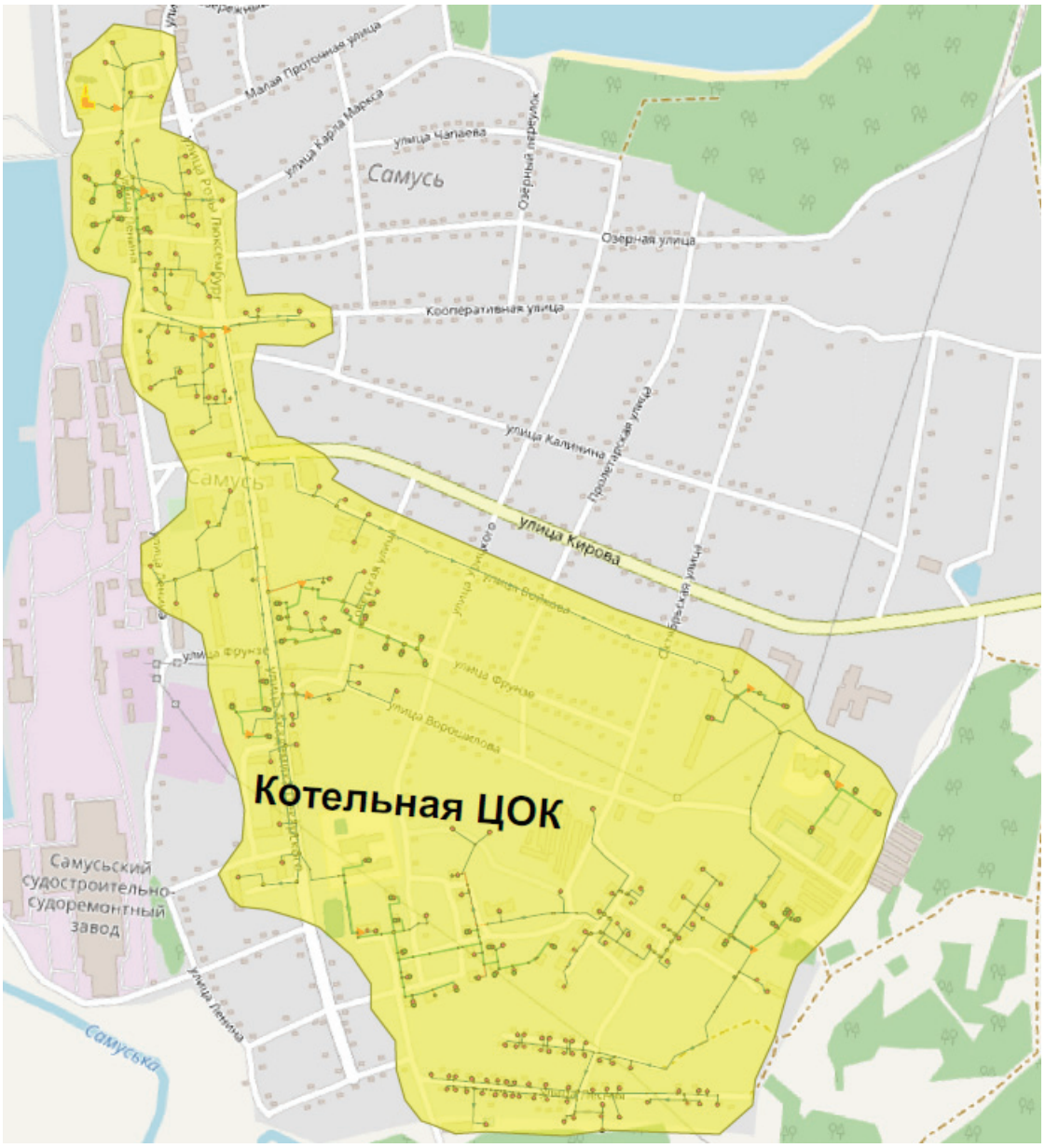


Рисунок 2.2 – Существующие зоны действия центральной отопительной котельной МКП «СВК»



Рисунок 2.3 – Существующие зоны действия центральной отопительной котельной по ул. Камышка МКП «СВК»



Рисунок 2.4 – Существующая зона действия котельной ООО «Уют Орловка»

2.2 Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии

Сведений об индивидуальных источниках тепловой энергии нет.

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

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии приведены в Главе 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей» Обосновывающих материалов.

Перспективные балансы тепловой мощности и нагрузки в системах теплоснабжения ЗАТО Северск приведены в таблицах 2.1–2.4. Баланс отпуска тепловой энергии в системе теплоснабжения на базе ТЭЦ АО «РИР» приведен в таблице 2.5.

На основе представленных данных можно сделать выводы о том, что при существующих мощностях источников централизованного теплоснабжения ЗАТО Северск:

• резерв тепловой мощности ТЭЦ по договорной нагрузке на начало периода планирования (2025 год) составляет 558,99 Гкал/ч. К 2045 году ожидается незначительное снижение (33,14 Гкал/ч) вследствие новых присоединений.

• резерв мощности систем централизованного теплоснабжения внегородских территорий по расчетной нагрузке на 2025 г. составит соответственно:

- от ЦОК п. Самусь (МКП «СВК») – 4,69 Гкал/ч;
- от котельной по ул. Камышка п. Самусь (МКП «СВК») – 2,40 Гкал/ч;
- от котельной п. Орловка (ООО «Уют Орловка») – 0,99 Гкал/ч.

Таким образом при подключении перспективных абонентов к системам теплоснабжения ЗАТО Северск в горизонте планирования Схемы теплоснабжения дефицит существующей тепловой мощности не прогнозируется.

На момент текущей актуализации Схемы теплоснабжения известно о плановой газификации мкр. Иглаково, в связи с чем при очередной актуализации следует учесть отключение потребителей (максимальная присоединенная нагрузка 2,8 Гкал/ч), перешедших на газовое теплоснабжение. На текущий момент точная информация о сроках отключения потребителей отсутствует, поэтому не учитывается в перспективных балансах.

Таблица 2.1 – Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки ТЭЦ (с учетом реконструкции)

Наименование показателя	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2030	2035	2040	2045
Установленная тепловая мощность на конец периода, в том числе:	1713,8000	1720,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1612,3500	1613,9000	1613,9000	1613,9000	1613,9000	1613,9000
отборы паровых турбин	1021,0000	1028,0000	918,0000	918,0000	918,0000	919,5500	921,1000	921,1000	921,1000	921,1000	921,1000
РОУ	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000
ПВК	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Ограничения тепловой мощности	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Располагаемая тепловая мощность станции	1713,8000	1720,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1612,3500	1613,9000	1613,9000	1613,9000	1613,9000	1613,9000
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	44,0000	44,0000	39,9950	39,9950	41,3662	41,3662	41,3662	41,3662	41,3662	41,3662	41,3662
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Потери в тепловых сетях в горячей воде	60,9700	60,9400	60,9400	60,9400	60,9400	61,1681	61,3254	61,4599	61,5944	61,7789	61,9238
Потери в паропроводах	13,5928	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380
Полезная договорная нагрузка в горячей воде (с учетом коллекторных потребителей)	951,5540	951,1010	950,8760	950,8760	950,8760	955,4376	958,5845	961,2745	963,9645	967,6545	970,5523
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	1012,5240	1012,0410	1011,8160	1011,8160	1011,8160	1016,6057	1019,9099	1022,7344	1025,5589	1029,4334	1032,4761
Полезная расчетная нагрузка	415,9123	415,7139	415,6215	498,8414	502,0364	506,5980	509,7449	512,4349	515,1249	518,8149	521,7127
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	476,8823	476,6539	476,5615	559,7814	562,9764	567,7661	571,0703	573,8948	576,7193	580,5938	583,6365
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	48,7530	48,7530	50,6200	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	48,7530	48,7530	50,6200	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	657,2760	664,7590	558,9890	558,9890	557,6178	554,3781	552,6239	549,7994	546,9749	543,1004	540,0577
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1192,9177	1200,1461	1094,2435	1011,0236	1006,4574	1003,2177	1001,4635	998,6390	995,8145	991,9400	988,8973
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1527,8000	1534,8000	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1504,8000	1511,8000	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050

Таблица 2.2 – Перспективный баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки Центральной отопительной котельной п. Самусь

Наименование показателя	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800
- в паре	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800
- в горячей воде	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Ограничения тепловой мощности	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Располагаемая тепловая мощность	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800
Затраты тепла на собственные нужды	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135
Тепловая мощность нетто	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665
Потери в тепловых сетях	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806

Наименование показателя	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
отопление и вентиляция	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271
горячее водоснабжение	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806
отопление и вентиляция	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271
горячее водоснабжение	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874
Зона действия источника тепловой мощности, га	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе самого мощного котла	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900

Таблица 2.3 – Балансы существующей установленной и располагаемой тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки котельной ул. Камышка п. Самусь, Гкал/ч

Наименование показателя	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700
- в паре	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
- в горячей воде	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700
Ограничения тепловой мощности	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Располагаемая тепловая мощность	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700
Затраты тепла на собственные нужды	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136
Тепловая мощность нетто	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564
Потери в тепловых сетях	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696
отопление и вентиляция	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696
горячее водоснабжение	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696
отопление и вентиляция	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696
горячее водоснабжение	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025
Зона действия источника тепловой мощности, га	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе самого мощного котла	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342

Таблица 2.4 – Балансы существующей установленной и располагаемой тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки котельной д. Орловка, Гкал/ч

Наименование показателя	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540
- в паре	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
- в горячей воде	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540
Ограничения тепловой мощности	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Располагаемая тепловая мощность	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540
Затраты тепла на собственные нужды	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024
Тепловая мощность нетто	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516
Потери в тепловых сетях	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673
отопление и вентиляция	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554
горячее водоснабжение	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673
отопление и вентиляция	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554
горячее водоснабжение	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609
Зона действия источника тепловой мощности, га	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе самого мощного котла	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277

Таблица 2.5 – Баланс отпуска тепловой энергии в системе теплоснабжения на базе ТЭЦ АО «РИР», Гкал/год

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Факт 2022	Факт 2023	Факт 2024	План 2025	План 2026	План 2026-2035
ТЭЦ ЗАТО Северск								
1.	**Выработка теплоэнергии**	**Гкал**	**2 357 378,00**	**2 271 810,30**	**2 415 257,40**	**2 325 032,57**	**2 276 680,70**	**2 276 680,70**
2.	Расход теплоэнергии на собственные (производственные) нужды ТЭЦ	Гкал	350 356,60	362 368,00	487 755,00	361 635,50	400 159,90	400 159,90
3.	**Отпуск теплоэнергии с коллектора**	**Гкал**	**2 007 021,40**	**1 909 442,30**	**1 927 502,40**	**1 963 397,07**	**1 876 520,80**	**1 876 520,80**
4.	**Расход теплоэнергии на хозяйственные нужды ТЭЦ**	**Гкал**	**3 364,90**	**3 377,10**	**3 556,50**	**3 237,90**	**3 432,80**	**3 432,80**
5.	**Отпуск тепловой энергии в сеть, в т.ч.**	**Гкал**	**2 003 656,50**	**1 906 065,20**	**1 923 945,90**	**1 960 159,17**	**1 873 088,00**	**1 873 088,00**
5.1.	**Отпуск теплоэнергии в сеть (в горячей воде), в т.ч.**	**Гкал**	**1 588 469,70**	**1 488 338,60**	**1 516 491,80**	**1 570 607,70**	**1 492 316,80**	**1 492 316,80**
5.1.1.	***Отпуск теплоэнергии в сеть (в горячей воде) БУ-1***	**Гкал**	**1 254 915,20**	**1 181 169,10**	**1 206 146,60**	**1 253 418,47**	**1 209 578,40**	**1 209 578,40**
5.1.2.	***Отпуск теплоэнергии в сеть (в горячей воде) БУ-2, в т.ч.***	**Гкал**	**333 554,50**	**307 169,50**	**310 345,20**	**317 189,23**	**282 738,400**	**282 738,400**
5.1.2.1	*отпуск теплоэнергии в тепломагистрали № 1 и № 2*	Гкал	220 889,83	191 847,10	187 103,30	190 039,90	168 759,10	168 759,10
5.1.2.2	*отпуск теплоэнергии в тепломагистраль № 3*	Гкал	112 664,67	115 322,40	123 241,90	127 149,33	113 979,30	113 979,30
5.2.	**Отпуск теплоэнергии в сеть (в паре), в т.ч.**	**Гкал**	**415 186,80**	**417 726,60**	**407 454,10**	**389 551,47**	**380 771,20**	**380 771,20**
5.2.1.	*отборный пар 7-13 кгс/см*I	Гкал	172 241,80	185 853,10	171 583,39	124 967,00	150 095,90	150 095,90
5.2.2.	*отборный пар более 13 кгс/см*I	Гкал	242 945,00	231 873,50	235 870,71	264 584,47	230 675,30	230 675,30
Система теплоснабжения от БУ-1 (г. Северск)								
6.	**Отпуск тепловой энергии в сеть (ОАО "Тепловые сети") в горячей воде**	**Гкал**	**1 254 915,20**	**1 181 169,10**	**1 206 146,60**	**1 253 418,47**	**1 209 578,400**	**1 209 578,400**
7.	**Потери тепловой энергии сетевых организаций**	**Гкал**	**324 582,53**	**259 999,05**	**292 285,03**	**303 842,70**	**303 842,70**	**303 842,70**
8.	**Полезный отпуск тепловой энергии**	**Гкал**	**930 332,67**	**921 170,05**	**913 861,57**	**949 575,77**	**905 735,70**	**905 735,70**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Факт 2022	Факт 2023	Факт 2024	План 2025	План 2026	План 2026-2035
8.1.	*сторонние потребители*	*Гкал*	**930 246,73**	**921 091,86**	**913 778,29**	**949 487,70**	**905 653,70**	**905 653,70**
8.2.	*собственные потребители*	*Гкал*	**85,94**	**78,19**	**83,28**	**88,07**	**82,00**	**82,00**
Система теплоснабжения от БУ-2 + Система пароснабжения (Промышленная зона ЗАТО Северск)								
Тепломагистраль № 3 ("3-я северная")								
9.	**Отпуск тепловой энергии в "3-ю Северную" магистраль в горячей воде, в т.ч.**	**Гкал**	**112 664,67**	**115 322,40**	**123 241,90**	**127 149,33**	**113 979,30**	**113 979,30**
10.	Потери тепловой энергии "3-й Северной" магистрали в горячей воде	Гкал	20 673,80	20 626,95	20 626,95	20 673,80	20 607,40	20 607,40
11.	Отпуск тепловой энергии конечным потребителям "3-й Северной" магистрали в горячей воде	Гкал	1 564,20	1 396,19	949,79	1 009,90	740,10	740,10
12.	Отпуск тепловой энергии из "3-й Северной" магистрали в сеть АО "СХК" в горячей воде	Гкал	90 426,67	93 299,26	101 665,16	105 465,63	92 631,80	92 631,80
Система теплоснабжения АО "СХК" (Тепломагистрали №1 и №2 + паропроводы)								
13.	**Отпуск тепловой энергии в сеть АО "СХК", в т.ч.**	**Гкал**	**726 503,30**	**702 872,96**	**696 222,56**	**685 057,00**	**642 162,10**	**642 162,10**
13.1.	***в горячей воде, в т.ч.***	**Гкал**	**311 316,50**	**285 146,36**	**288 768,46**	**295 505,53**	**261 390,90**	**261 390,90**
13.1.1.	*отпуск теплоэнергии в тепломагистрали № 1 и № 2*	Гкал	220 889,83	191 847,10	187 103,30	190 039,90	168 759,10	168 759,10
13.1.2.	*отпуск тепловой энергии из "3-й Северной" магистрали в сеть АО "СХК" в горячей воде*	Гкал	90 426,67	93 299,26	101 665,16	105 465,63	92 631,80	92 631,80
13.2.	***в паре, в т.ч.***	**Гкал**	**415 186,80**	**417 726,60**	**407 454,10**	**389 551,47**	**380 771,20**	**380 771,20**
13.2.1.	*отборный пар 7-13 кгс/см*І	Гкал	172 241,80	185 853,10	171 583,39	124 967,00	150 095,90	150 095,90
13.2.2.	*отборный пар более 13 кгс/см*І	Гкал	242 945,00	231 873,50	235 870,71	264 584,47	230 675,30	230 675,30
14.	**Потери тепловой энергии АО "СХК", в т.ч.**	**Гкал**	**215 370,90**	**215 370,90**	**215 370,90**	**175 500,20**	**175 500,20**	**175 500,20**
14.1.	***в горячей воде***	**Гкал**	**76 068,90**	**76 068,90**	**76 068,90**	**59 141,50**	**59 141,50**	**59 141,50**
14.2.	***в паре, в т.ч.***	**Гкал**	**139 302,00**	**139 302,00**	**139 302,00**	**116 358,70**	**116 358,70**	**116 358,70**
14.2.1.	*отборный пар 7-13 кгс/см*І	Гкал	47 126,60	47 126,60	47 126,60	25 967,00	25 967,00	25 967,00
14.2.2.	*отборный пар более 13 кгс/см*І	Гкал	92 175,40	92 175,40	92 175,40	90 391,70	90 391,70	90 391,70
15.	**Полезный отпуск тепловой энергии АО "СХК", в т.ч.**	**Гкал**	**511 132,40**	**487 502,06**	**480 851,66**	**509 556,80**	**466 661,90**	**466 661,90**
15.1.	***в горячей воде***	**Гкал**	**235 247,60**	**209 077,46**	**212 699,56**	**236 364,03**	**202 249,40000**	**202 249,40000**
15.2.	***в паре, в т.ч.***	**Гкал**	**275 884,80**	**278 424,60**	**268 152,10**	**273 192,77**	**264 412,50**	**264 412,50**
15.2.1.	*отборный пар 7-13 кгс/см*І	Гкал	125 115,20	138 726,50	124 456,79	99 000,00	124 128,90	124 128,90
15.2.2.	*отборный пар более 13 кгс/см*І	Гкал	150 769,60	139 698,10	143 695,31	174 192,77	140 283,60	140 283,60
16.1.	**Отпуск конечному потребителю АО "РИР" (в гор. воде)**	**Гкал**	**1 167 058,53**	**1 131 565,51**	**1 127 427,64**	**1 186 949,70**	**1 108 643,20**	**1 108 643,20**
16.2.	**Отпуск конечному потребителю АО "РИР" (Всего)**	**Гкал**	**1 442 943,33**	**1 409 990,11**	**1 395 579,74**	**1 460 142,47**	**1 373 055,70**	**1 373 055,70**

2.4 Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах город-ского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения

Все зоны действия источников находятся в пределах одного муниципального образования – ЗАТО Северск.

2.5 Радиус эффективного теплоснабжения

Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Подключение дополнительной тепловой нагрузки с увеличением радиуса действия источника тепловой энергии приводит к возрастанию затрат на производство и транспорт тепловой энергии и одновременно к увеличению доходов от дополнительного объема ее реализации. Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой то расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Для действующих источников тепловой энергии это означает, что удельные затраты (на единицу отпущенной потребителям тепловой энергии) явля-ются минимальными.

В основу расчета были положены полуэмпирические соотношения, которые представлены в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938 году. Для приведения указанных зависимостей к современным условиям была проведена дополнительная работа по анализу структуры себестоимости производства и транспорта тепловой энергии в функционирующих в настоящее время системах теплоснабжения. В результате этой работы были получены эмпирические коэффициенты, которые позволили уточнить имеющиеся зависимости и применить их для определения минимальных удельных затрат при действующих в настоящее время ценовых индикаторах. Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения осуществляется с помощью следующей полуэмпирической зависимости:

$$S = b + \frac{30 \times 10^8 \varphi}{R^2 \Pi} + \frac{95 \times R^{0,86} B^{0,26} s}{\Pi^{0,62} H^{0,19} \Delta \tau^{0,38}},$$

где: R – радиус действия тепловой сети (длина главной тепловой магистрали самого протяженного вывода от источника), км;

H – потеря напора на трение при транспорте теплоносителя по тепловой магистрали, м вод. ст.;

b – эмпирический коэффициент удельных затрат в единицу тепловой мощности котельной, руб./Гкал/ч;

s – удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./мI;

B – среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/кмI;

П – теплоплотность района, Гкал/ч/кмI;

Δτ – расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

φ – поправочный коэффициент, учитывающий комбинированную выработку тепла и электроэнергии на энергоисточнике.

Дифференцируя полученное соотношение по параметру R, и приравнивая к нулю производную, можно получить формулу для определения эффективного радиуса теплоснабжения в виде:

$$R_s = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{s}\right)^{0,35} \cdot \frac{H^{0,07}}{B^{0,09}} \cdot \left(\frac{\Delta \tau}{\Pi}\right)^{0,13}$$

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения для источников ЗАТО Северск приводятся в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Перспективный радиус эффективного теплоснабжения теплоисточников ЗАТО Северск, км

Источник тепловой энергии	Расстояние от источника до наиболее удаленного потребителя	Эффективный радиус теплоснабжения
ТЭЦ (г. Северск)	13	15,4
Центральная отопительная котельная МКП «СВК» (п. Самусь)	3	3,1
Котельная по ул. Камышка МКП «СВК» (п. Самусь)	0,6	0,8
Котельная ООО «Уют Орловка» (п. Орловка)	0,8	1

3 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

3.1 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей

Балансы производительности ВПУ для тепловых сетей и подпитки тепловой сети в зонах действия основных источников теплоснабжения ЗАТО Северск приведены в таблицах 3.1–3.4.

3.2 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения

Балансы производительности ВПУ для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя, в том числе с учетом аварийных режимов работы систем теплоснабжения приведены в таблицах 3.1–3.4.

Нормативный часовой расход подпиточной (химически необработанной и не деаэрированной) воды для аварийного режима определен согласно п.6.22 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» в размере 2% от объема воды в тепловой сети и в системах теплопотребления. Значения указанных расходов приведены таблицах 3.1–3.4.

Фактический часовой расход подпиточной воды для аварийного режима формами таблиц П.35.4 и П.35.5 не определен, информацией о статистике подпитки при аварийных режимах разработчик не располагает.

Таблица 3.1 – Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и затрат теплоносителя для эксплуатационного и аварийного режимов с учетом развития для зоны действия ТЭЦ г. Северск

Параметр	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
Располагаемая производительность ВПУ, в т.ч.	т/ч	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
Срок службы ВПУ	лет	38	39	40	41	42	43	44	49	50	51
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Емкость баков-аккумуляторов	$м^3$	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	111,051	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	111,051	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	4,244	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,000	709,805	709,805	709,805	709,805	709,805	709,805	709,805	709,805	709,805
Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	т/ч	1688,95	1693,19	1693,19	1693,19	1693,19	1693,19	1693,19	1693,19	1693,19	1693,19
Доля резерва	%	93,83%	94,07%	94,07%	94,07%	94,07%	94,07%	94,07%	94,07%	94,07%	94,07%

Таблица 3.2 – Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и затрат теплоносителя для эксплуатационного и аварийного режимов с учетом развития для зоны действия ЦОК п. Самусь

Параметр	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000
Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. $м^3$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,000	9,477	9,477	9,477	9,477	9,477	9,477	9,477	9,477	9,477
Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	т/ч	23,126	23,126	23,126	23,126	23,126	23,126	23,126	23,126	23,126	23,126
Доля резерва	%	92,50%	92,50%	92,50%	92,50%	92,50%	92,50%	92,50%	92,50%	92,50%	92,50%

Таблица 3.3 – Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и затрат теплоносителя для эксплуатационного и аварийного режимов с учетом развития для зоны действия котельной ул. Камышка п. Самусь

Параметр	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. $м^3$	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,000	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263
Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	т/ч	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941
Доля резерва	%	98,03%	98,03%	98,03%	98,03%	98,03%	98,03%	98,03%	98,03%	98,03%	98,03%

Таблица 3.4 – Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и затрат теплоносителя для эксплуатационного и аварийного режимов с учетом развития для зоны действия котельной п. Орловка

Параметр	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800
Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс. $м^3$	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,000	1,484	1,484	1,484	1,484	1,484	1,484	1,484	1,484	1,484
Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	т/ч	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709
Доля резерва	%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%

4 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗАТО СЕВЕРСК

4.1 Описание сценариев развития систем теплоснабжения

Предлагаемые варианты развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск сформированы по двум независимым направлениям – в части развития ТЭЦ АО «РИР» и части развития котельных, расположенных на внегородских территориях.

4.1.1. Варианты развития ТЭЦ

При разработке сценариев в части развития ТЭЦ учтены факторы:

1. Сформирована, в установленном порядке направлена в Департаменте тарифного регулирования Томской области инвестиционная программа АО «РИР» на 2021-2023 годы, а также направлена на рассмотрение инвестиционная программа АО «РИР» на 2024–2026 гг.
2. Для повышения эффективности комбинированной выработки электроэнергии на ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северск составлены и учтены в «Схеме и программе развития электро-энергетики Томской области» на период 2022-2026 планы реконструкции турбинного оборудования.
3. Распоряжением Правительства РФ № 232-р от 07.02.2020 в соответствии с Правилами оптового рынка электроэнергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электроэнергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам организации функционировании оптового рынка электроэнергии и мощности», на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с началом поставки мощности после 31 декабря 2014 г. и предложений Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики утвержден ввод двух турбоагрегатов типа ПР-30 на ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северск. Дата поставки мощности на оптовый рынок – 01.07.2025.
4. Альтернативным вариантом замены устаревшего турбинного оборудования является обеспечение потребителей теплом посредством РОУ.

Предлагаемые сценарии развития системы теплоснабжения города Северска учитывают, главным образом, необходимость покрытия существующей и перспективной тепловых нагрузок, а также техническое состояние генерирующего оборудования (степень износа).

Анализ данных по годам ввода в эксплуатацию, наработки и достижения паркового ресурса паровых турбин ТЭЦ, приведенных в части 2 Главы 1 («Существующее положение…» Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения ЗАТО Северск), показывает, что девять из двенадцати турбоагрегатов были введены в эксплуатацию в период (1953–1960) и к настоящему времени практически выработали ресурс.

В 2020 г. на ТЭЦ разработан план замены устаревшего оборудования на период до 2025 г. В соответствии с этим планом предусматривается вывод устаревшего оборудования и ввод в эксплуатацию трех теплофикационных турбин. Турбоагрегат ст. № 13 уже введен в эксплуатацию во второй половине 2022 г, а два других турбоагрегата типа ПР-30 включены в план мероприятий на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций и будут обеспечивать по распоряжению Правительства РФ № 232-р от 07.02.2020 поставку мощности в энергосистему РФ, начиная с 01.07.2025 г.

Мероприятия направлены на повышение эффективности комбинированной выработки теплоты и электроэнергии с целью снижения топливной составляющей в себестоимости отпускаемой от ТЭЦ теплоты и электроэнергии, и, как было сказано выше, учтены в «Схеме и программе раз-вития электроэнергетики Томской области» на период 2022–2026, а также в СиПР электроэнергетических систем России на 2022–2028 гг.

В связи с выше изложенным, в качестве основного сценария (сценарий 1) развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск на базе ТЭЦ АО «РИР» в перспективе до 2045 г. принимается вариант с вводом новых турбоагрегатов (двух ПР-30) суммарной номинальной электрической мощностью 60 МВт, тепловой – 161,62 Гкал/ч и выводом устаревшего оборудования (ТА ст. №№ 1, 2) суммарной электрической мощностью 50 МВт и тепловой 167,5 Гкал/ч.

В качестве альтернативного сценария (сценарий 2) принимается вариант вывода устаревшего турбинного оборудования, в соответствии с мероприятиями по сценарию 1, вводом ТА-13 в 2022 г. и покрытием части тепловой нагрузки от существующих на ТЭЦ РОУ.

Сводные характеристики предлагаемых вариантов развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск в зоне действия ЕТО на базе ТЭЦ представлены в табл.4.1.

Выводы по резервам (дефицитам) тепловой мощности ТЭЦ в соответствии с выбранными сценариями в перспективе до 2045 г. представлены в Главе 4, из которых следует, что дефицит располагаемой мощности в зоне действия ТЭЦ на период до 2045 года не прогнозируется

Таблица 4.1 – Сводные характеристики предлагаемых вариантов развития системы теплоснабжения АТО Северск в зоне действия ЕТО на базе ТЭЦ

№ п/п	Наименование мероприятия	Сценарий 1	Сценарий 2
1	Вывод генерирующего оборудования, выработавшего парковый ресурс	Вывод ТГ-12 (2021 г.), ТГ-1,2 (2025 г.)	
2	Замещение выбывающего генерирующего оборудования	Ввод ТГ-12 и ТГ-14 типа ПР-30	Не предусмотрено
3	Обеспечение (части) теплоснабжения потребителей	Из регулируемых отборов турбин ПР-30	За счет РОУ
4	Поддержание состояния оборудования, а также мероприятия, направленные на повышение эффективности его работы	Предусматриваются, срок реализации – до 2025 г.	

Таким образом, в соответствии со Сценарием № 1 планируется замещение предлагаемых к выводу турбин ТГ-1, ТГ-2, ТГ-12, вводом ТГ-12, ТГ-14 типа ПР-30 и ТГ-13 типа Тп-100/110-90. В соответствии со Сценарием № 2 предлагается вывод выработавших парковый ресурс турбин ТГ-1, ТГ-2, ТГ-12, ввод ТГ-13 с покрытием дефицита нагрузки мощностью РОУ.

4.1.2. Варианты развития котельных

На территории ЗАТО Северск расположены три котельные – центральная отопительная котельная (ЦОК) п. Самусь, котельная ул. Камышка п. Самусь, котельная п. Орловка. В рамках текущей актуализации предложены возможные сценарии развития по котельной п. Орловка (табл. 4.2).

Таблица 4.2 – Варианты развития котельной п. Орловка

Система теплоснабжения	Вариант 1	Вариант 2
Котельная п. Орловка	—	Перевод на сжигание твердого топлива

Для котельной п. Орловка прорабатывался вариант перевода котельной на твердое топливо (древесная щеп). В качестве аналога рассматривалась блочно-модульная котельная п. Улу-Юл Первомайского района Томской области. Технология работы такой котельной позволяет перерабатывать отходы лесопромышленного комплекса района и экономить на дорогостоящем дизельном топливе. Котельная

не требует закупки специально подготовленного биотоплива – пеллет или древесных гранул, а работает на обычных опилках и древесной щепе. Технико-экономические характеристики такого варианта развития приведено ниже.

4.2 Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

4.2.1 Варианты развития ТЭЦ

При актуализации схемы теплоснабжения г. Северска на 2024 г. предусмотрен ввод 2 турбоагрегатов типа ПР-30 с 01.07.2025. Данные установки согласно Распоряжению Правительства РФ от 7 февраля 2020 г. № 232-р включены в список генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов после 31.12.2024.

При технико-экономическом сравнении сценариев развития системы теплоснабжения н учитывались мероприятия, включенные в оба сценария и не влияющие на сравнительные показатели. По первому варианту финансово-экономической модели отпуск теплоты и электроэнергии осуществляется от двух турбин ПР-30; по второму варианту – отпуск теплоты от РОУ без выработки электроэнергии.

Основным фактором при выборе Сценария развития схемы теплоснабжения являются условия и наличие источников финансирования мероприятий, и возможное влияние на тариф.

В данном разделе приведены укрупненные экономические показатели сравниваемых сценариев. Базовым критерием для сравнения Сценария 1 и Сценария 2 является затраты на топливо в денежном выражении, которые формируют основную часть тарифа. Также рассчитана маржинальная прибыли от реализации тепловой и электрической энергии.

Учитывая необходимость рассмотрения проекта на протяжении всего расчетного периода, были рассчитаны денежные потоки с учетом влияния фактора времени.

При выполнении финансового обоснования Сценария 1 и Сценария 2 применялись индексы-дефляторы, принятые МЭР на 2020-2039 гг.

С целью определения дисконтированных показа-телей проектов была принята ставка дисконтирования на уровне 14,04 %.

Расчеты по каждому варианту произведены для среднеотопительного режима. В соответствии СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология» в ближайшей точке наблюдения г. Томске средняя температура наружного воздуха за отопительный период – минус 7,8 °С; продолжительность отопительного периода 5592 ч.

При расчете УРУТ на отпуск электро- и тепловой энергии применен физический метод.

Коэффициенты расхода электроэнергии на собственные электрические нужды принят КСНЭ=0,20; на тепловые собственные и хозяйственные нужды – КСНТ=0,15.

Сценарий № 1

Мероприятия в части генерирующего оборудования ТЭЦ в соответствии со сценарием 1 развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Мероприятия в части генерирующего оборудования ТЭЦ в соответствии с основным сценарием (сценарием 1) развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск

№ п/п	Показатели	Характеристики
1	Тип установки и количество	ПР-30 2 шт.
2	Предполагаемый срок реализации	2020-2024 гг.
3	Основные характеристики установок	вводимая электрическая мощность 60 МВт; тепловая Т-отбора 135 Гкал/ч; П-отбора -35,6 Гкал/ч
4	Предполагаемый перечень работ	ПИР, изготовление и поставка турбоагрегатов, шефмонтаж СМР и ПНР турбоагрегатов и вспомогательного оборудования

Для определения базовых параметров сравнения сценариев была сформирована финансово-экономическая модель оценки ввода новых турбоагрегатов ТГ-12,14 для обеспечения производства электроэнергии и теплоэнергии, которая представлена в таблице 4.6.

Технические характеристики и основные показатели в гарантированных режимах работы турбоагрегатов ПР-30 представлены в Приложениях 1 и 2 соответственно.

За основу расчета годовых показателей турбогенераторов ПР-30 приняты характеристики режима 2, для которого электрическая мощность равна 35 МВт, удельный расход теплоты брутто –qэ = 917,7 ккал/кВтЧ (3845 кДж/кВт*Ч, тепловая мощность - 72 Гкал/ч.

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии определен по зависимости (Бененсон Е.И. Теплофикационные паровые турбины – М.: Энергоиздат, 1986 г.)

$$b_э = q_э / (29300 \cdot \eta_к \cdot \eta_{тп}), \text{ кг у.т./кВт·ч},$$

где $q_э$ – в кДж/кВт·ч;

$\eta_к$ =0,89 - КПД парового котла;

$\eta_к$ =0,95 - КПД теплового потока.

Таблица 4.4 – Финансово-экономическая модель по Сценарию 1

Показатель	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2035	2040	2045
Установленная мощность турбин ПР-30	МВт						60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Выработка ЭЭ	млн. кВтч.						196,2	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4
СН	млн. кВтч.						39,2	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4
Отпуск ЭЭ с шин	млн. кВтч.						157,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0
Выработка ТЭ	Тыс Гкал						403,2	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4
СН (тепло) плюс ХН	Тыс Гкал						60,5	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0
Отпуск ТЭ	Тыс Гкал						342,7	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4
УРУТ на отпуск ЭЭ	г.у.т./ кВтч						194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0
УРУТ на отпуск ТЭ	кг.у.т./ Гкал						213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0
Объем реализации э/э по РД	млн. кВтч.						29,6	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2
Объем реализации по РСВ, БР	млн. кВтч.						127,4	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8
доля РД	%						18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
Объем реализации мощности	МВт						60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Цена э/э по РСВ, БР	руб. МВтч	911,0	935,0	976,0	1016,0	1056,0	1087,7	1120,3	1153,9	1188,5	1224,2	1260,9	1298,7	1337,7	1377,8	1419,2	1461,8
Цена реализации э/э по регулируемым договорам	руб/ МВтч	1258,2	1296,4	1335,3	1375,3	1416,6	1459,1	1502,9	1548,0	1594,4	1642,2	1691,5	1742,2	1794,5	1848,3	1903,8	1960,9
Тариф на мощность	руб./ МВт в месяц	284042,1	0,0	264222,9	266698,8	278586,8	298008,3	316123,1	332362,9	341651,0	348484,0	361314,0	372153,4	383240,1	397803,2	413715,3	432332,5
Тариф на услуги операторов рынка (тариф АТС)	руб./ МВтч	1,21	1,26	1,31	1,37	1,42	1,46	1,51	1,55	1,60	1,65	1,70	1,75	1,80	1,85	1,91	1,97
Темп росто цен на мощность	инд.	1,00	1,21	1,15	1,08	1,09	1,07	1,06	1,05	1,03	1,02	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,05
темп роста цен на э/э	инд.	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Расчет выручки от э/э																	
Выручка от реализации э/э по РД	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43165,4	88920,7	91588,4	94336,0	97166,1	100081,1	103083,5	106176,0	109361,3	112642,1	116021,4
Выручка от реализации э/э по РСВ, БР	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	138588,4	285492,0	294056,8	302878,5	311964,8	321323,8	330963,5	340892,4	351119,2	361652,7	372502,3
Выручка от реализации э/э	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	181753,8	374412,7	385645,1	397214,5	409130,9	421404,8	434047,0	447068,4	460480,4	474294,9	488523,7
Выручка от реализации мощности	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	214565,9	227608,7	239301,3	245988,7	250908,5	260146,0	267950,4	275932,8	286418,3	297875,0	311279,4
Темп роста тарифа на т/э	инд.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04

Показатель	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2035	2040	2045
Тариф на ТЭ в ГВ на коллекторе	руб/Гкал	873,2	908,1	944,4	982,2	1021,5	1062,3	1104,8	1149,0	1195,0	1242,8	1292,5	1344,2	1397,9	1453,9	1512,0	1572,5
Выручка от реализации т/э	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	364057,2	757239,0	787528,6	819029,7	851790,9	885862,6	921297,1	958149,0	996474,9	1036333,9	1077787,3
Расход условного топлива в т.ч.	т.у.т.						103453,1	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2
Расход условного топлива на производство э/э	т.у.т.						30458,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0
Расход условного топлива на производство т/э	т.у.т.						72995,1	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2
Топливная составляющая на производство э/э	руб./ МВтч						547,3	566,8	579,5	587,5	598,4	616,4	634,8	653,9	660,4	666,4	678,8
Топливная составляющая на производство т/э	руб./ Гкал						600,9	622,3	636,2	645,0	657,0	676,7	697,0	717,9	725,1	731,7	745,3
Затраты на топливо в т.ч.	тыс. руб.						291835,0	604517,1	618043,0	626573,3	638212,0	657358,4	677079,1	697391,5	704377,9	710779,0	724003,4
затраты на топливо на производство э/э	тыс. руб.						85920,2	177978,1	181960,3	184471,7	187898,3	193535,2	199341,3	205321,5	207378,4	209263,0	213156,5
затраты на топливо на производство т/э	тыс. руб.						205914,8	426539,0	436082,7	442101,6	450313,7	463823,1	477737,8	492070,0	496999,5	501516,0	510847,0
Структура топливного баланса																	
газ	%	18,93%	29,76%	29,76%	29,76%	29,76%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%
уголь	%	80,03%	69,41%	69,41%	69,41%	69,41%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%
мазут	%	1,04%	0,83%	0,83%	0,83%	0,83%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
темп роста цен на топливо																	
газ	инд.	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
уголь	инд.	1,02	1,06	1,04	1,08	1,07	1,07	1,04	1,02	1,01	1,02	1,03	1,03	1,03	1,01	1,01	1,02
мазут	инд.	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
цена 1 т.у.т.																	
газ	руб./ т.у.т.	3932,5	4052,5	4174,1	4299,3	4428,3	4561,1	4698,0	4838,9	4984,1	5133,6	5287,6	5446,2	5609,6	5777,9	5951,2	6129,8
уголь	руб./ т.у.т.	2186,6	2153,0	2241,2	2409,3	2587,6	2768,7	2868,4	2931,5	2969,6	3023,1	3113,8	3207,2	3303,4	3333,1	3359,8	3420,3
мазут	руб./ т.у.т.	7132,0	7710,6														
Услуги операторов рынка	тыс. руб.						229,6	473,0	487,2	501,8	516,9	532,4	548,4	564,8	581,8	599,2	617,2
Амортизация (по новому вводу)	тыс. руб.						109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9
Затраты на турбоагрегаты	тыс. руб.	193826,6	155604,6	863138,9	216831,2	209692,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Денежный поток от инвестиционной деятельности	тыс. руб.	-193826,6	-155604,6	-863138,9	-216831,2	-209692,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Показатель	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2035	2040	2045
Дисконтированный денежный поток от инвестиционной деятельности		-169963,7	-119648,7	-581981,3	-128201,5	-108716,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Маржинальная прибыль от реализации э/э	тыс. руб.						95604,0	195961,7	203197,6	212240,9	220715,7	227337,2	234157,3	241182,0	252520,2	264432,6	274750,1
Маржинальная прибыль от реализации т/э	тыс. руб.						158142,5	330700,0	351445,9	376928,2	401477,2	422039,4	443559,3	466079,0	499475,4	534817,9	566940,3
Маржинальная прибыль от реализации э/э и т/э	тыс. руб.						253746,4	526661,7	554643,5	589169,1	622192,9	649376,6	677716,6	707261,0	751995,6	799250,5	841690,4
Маржиинальная прибыль общая	тыс. руб.						577585,3	754270,3	793944,8	835157,8	873101,4	909522,7	945667,0	983193,9	1038413,9	1097125,6	1152969,8
Дисконтированная общая маржинальная прибыль	тыс. руб.						262586,8	300695,2	277544,5	256008,1	234688,9	214380,0	195457,2	178195,0	165032,5	152896,7	140897,3

Таблица 4.5 – Сводные показатели экономической эффективности за весь проектный период реализации Сценарий 1 (тыс. руб. без учета НДС)

№ п/п	Показатели	тыс. руб. без учета НДС
1	Затраты на топливо на производство э/э	2 046 224,50
2	Затраты на топливо на производство т/э	4 903 945,16
3	Денежный поток от инвестиционной деятельности	-1 639 093,80
4	Дисконтированный денежный поток от инвестиционной деятельности	-1 108 512,06
5	Маржинальная прибыль от реализации э/э	2 422 099,34
6	Маржинальная прибыль от реализации т/э	4 551 605,06
7	Маржинальная прибыль от реализации э/э и т/э	6 973 704,39
8	Маржинальная прибыль общая	9 960 952,43
	Дисконтированная общая маржинальная прибыль	2 378 382,28

Сценарий 2

В соответствии со сценарием № 2 отпуск теплоты осуществляется от РОУ острого пара. Характеристики РОУ приведены в Главе 1. Для сравнительного анализа и определения экономического эффекта от реализации мероприятий по Сценарию 2 была сформирована финансово-экономическая модель (таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Финансово-экономическая модель по Сценарию 2

Показатели		**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2035**	**2040**	**2045**
Выработка ЭЭ	млн.кВтч.						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
СН	млн.кВтч.						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск ЭЭ с шин	млн.кВтч.						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выработка ТЭ	Тыс Гкал						403,20	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40
СН (тепло) плюс ХН	Тыс Гкал						60,50	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00
Отпуск ТЭ	Тыс Гкал						342,70	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40
УРУТ на отпуск ТЭ	кг.у.т./Гкал						253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00
Расход условного топлива на производство ТЭ	т.у.т.						86703,1	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2
Темп роста тарифа на т/э	инд.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Тариф на ТЭ в ГВ на коллекторе 1 плг	руб/Гкал	873,2	908,1	944,4	982,2	1021,5	1062,3	1104,8	1149,0	1195,0	1242,8	1292,5	1344,2	1397,9	1453,9	1512,0	1572,5
Выручка от реализации т/э	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	364057,2	757239,0	787528,6	819029,7	851790,9	885862,6	921297,1	958149,0	996474,9	1036333,9	1077787,3
Топливная составляющая на производство т/э	руб./Гкал						713,7	739,2	755,7	766,2	780,4	803,8	827,9	852,8	861,3	869,1	885,3
Затраты на топливо	тыс. руб.																
затраты на топливо на производство т/э	тыс. руб.						244584,21	506640,27	517976,18	525125,34	534879,67	550926,06	567453,84	584477,46	590332,74	595697,41	606780,65
структура топливного баланса																	
газ	%	19%	30%	30%	30%	30%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
уголь	%	80%	69%	69%	69%	69%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%
мазут	%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
темп роста цен на топливо																	
газ	инд.	1,022	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
уголь	инд.	1,024	1,057	1,041	1,075	1,074	1,07	1,04	1,02	1,01	1,02	1,03	1,03	1,03	1,01	1,01	1,02
цена 1 т.у.т.																	
газ	руб./т.у.т.	3932,5	4052,5	4174,1	4299,3	4428,3	4561,1	4698,0	4838,9	4984,1	5133,6	5287,6	5446,2	5609,6	5777,9	5951,2	6129,8
уголь	руб./т.у.т.	2186,6	2153,0	2241,2	2409,3	2587,6	2768,7	2868,4	2931,5	2969,6	3023,1	3113,8	3207,2	3303,4	3333,1	3359,8	3420,3
мазут	%	7132,0	7710,6														
Маржинальная прибыль от реализации т/э	тыс. руб.						119473,0	250598,8	269552,4	293904,4	316911,3	334936,5	353843,2	373671,5	406142,2	440636,5	471006,6
Дисконтированная маржинальная прибыль от реализации т/э	тыр.р						54315,8	99903,0	94229,2	90093,0	85185,5	78946,6	73134,9	67724,6	64547,2	61407,6	57558,8

Таблица 4.7 – Сводные показатели экономической эффективности за весь проектный период реализации Сценария 2 (тыс. руб. без учета НДС)

№ п/п	Показатели	тыс. руб. без учета НДС
1	Затраты на топливо на производство т/э	5 824 873,83
2	Маржинальная прибыль от реализации т/э	3 630 676,39
3	Дисконтированная маржинальная прибыль от реализации т/э	827 046,13

Анализ результатов финансовых моделей показывает, что за расчетный период суммарная дисконтированная маржинальная прибыль имеет положительное значение по обоим сценариям. По базовому критерию – затраты на топливо на производство тепловой энергии видно, что по первому сценарию топливные затраты на производства тепла меньше чем по второму сценарию. Также по первому сценарию топливная составляющая производства тепловой энергии меньше. В первом приближении это позволяет говорить о большей целесообразности первого сценария.

4.2.2. Варианты развития котельных

Котельная п. Орловка

Стоимость строительства котельной на щепе была принята на основании объекта-аналога, наиболее подходящего по установленной мощности, – блочно-модульной котельной п. Улу-Юл Первомайского района Томской области. Стоимость строительства принята в соответствии с положительным заключением государственной экспертизы № 70-1-1-2-062840-2021 от 26.10.2021 г. Стоимость строительства в ценах 4 квартала 2021 года составляет 119 788,34 тыс. руб., в ценах 2022 года – 125 538,18 тыс. руб. Расчет экономической эффективности при выборе реализации данного варианта развития системы теплоснабжения представлен в Таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Расчет экономической эффективности варианта развития системы теплоснабжения

Показатель	**Значение**
Стоимость строительства БМК в соответствии с заключением ГЭ (в ценах 4 квартала 2021 года), тыс. руб.	119 788,34
Стоимость строительства БМК в соответствии с заключением ГЭ (в ценах 2022 года), тыс. руб.	125 538,18
Цена щепы, принятая к расчету, руб./м^3	1 500,00
Объем щепы в год, м^3	1 109,98
Расходы на топливо в год (щепа), тыс. руб.	1 664,97
Расходы на топливо в год (дизельное топливо), тыс. руб. Утверждено в тарифе на 2022 год	13 467,52
Экономия топлива за год, тыс. руб.	11 802,55
Простой срок окупаемости, лет	10,64

Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения города Северска выполнено на основе рассчитанных финансовых моделей (см. п. 3.2) с учетом тарифных последствий для потребителей.

Таблица 4.9 – Технические характеристики турбины ПР-30

Наименование параметра	Размерность	Значение
Мощность номинальная	МВт	30
Мощность максимальная	МВт	35
Номинальные параметры свежего пара:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см^2)	8,8 (90)
- температура	^{0}С	535
Пределы отклонения параметров свежего пара от номинальных:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см^2)	8,34…9,32 (85…95)
- температура	^{0}С	480…545
- расход пара	т/ч	0…212
Номинальные параметры пара в регулируемом производственном отборе:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см^2)	0,98 (10)
- температура	^{0}С	272
- расход пара	т/ч	70
Пределы отклонения параметров пара в регулируемом производственном отборе:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см^2)	0,79…1,28 (8…13)
- температура	^{0}С	240…380
- расход пара	т/ч	0…110
Номинальные параметры пара за турбиной:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см^2)	0,196(2,0)
- температура	^{0}С	120
Пределы отклонения параметров пара за турбиной:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см^2)	0,118…0,245 (1,2…2,5)
- температура	^{0}С	70…170
Теплофикационная мощность без отбора	Гкал/ч	93,98
Теплофикационная мощность с отбором	Гкал/ч	38,71
Количество ступеней	шт.	16
Высота последней лопатки	мм	152

Таблица 4.10 – Гарантийные показатели турбины ПР-30 и условия их достижения

Условия достижения гарантийных показателей на гарантийных режимах	Режим с отбором	Режим без отбора
Параметры	1	2
Абсолютное давление пара перед турбиной, кгс/см2	90	90
Температура пара перед турбиной,оС	535	535
Расход пара на турбину,не менее т/ч	185	172
Давление пара в деаэраторе	6 ата	6 ата
Абсолютное давление пара в коллекторе производственного отбора, кгс/см2	10	-
Абсолютное давление пара в коллекторе за турбиной, кгс/см2	1,3	1,3
Расход пресной охлаждающей воды на маслоохладители турбины и воздухоохладители генератора, не менее м3/ч	280	280

Условия достижения гарантийных показателей на гарантийных режимах	Режим с отбором	Режим без отбора
Параметры	1	2
Температура пресной охлаждающей воды на маслоохладители турбины и воздухоохладители генератора, 0С	20	20
Качество пара поступающего на турбину	Согласно ПТЭ	
Масло турбинное	Т-22 по ГОСТ 32-74	
Электрическая мощность, МВт	35	35
Давление пара в производственный отбор, кгс/см2	10	-
Температура пара в производственный отбор, оС	272	-
Расход пара в производственный отбор, т/ч	70	0
Температура питательной воды,оС	217,0	213,9
Удельный расход тепла, ккал/кВт*ч	-	917,7
Замеренные на постоянных рабочих местах, на расстоянии 1 м от обшивки турбины по контуру, уровни звукового давления не должны превышать, дБ	80	
Среднее квадратичное значение виброскорости подшипников турбины на установившихся режимах работы при номинальной частоте вращения в вертикальном / поперечном направлениях, мм/с	не более 2,8/4,5	

Таблица 4.11 – Технические характеристики РОУ, БРОУ острого пара

РОУ, БРОУ ТЭЦ				
РОУ, БРОУ/параметры	РОУ 100/13	РОУ 100/13	РОУ 100/1.2	БРОУ 100/18
	№ 1,8,10,11	№ 2,4	№ 7,9	№ 1,2
G, т/ч	100	150	100	100
P, ата	13	13	2,5	18
t, оС	240	240	150	260
Q(1), Гкал/ч	70,5	104,2	66,1	70,2
Q(сумм), Гкал	282,0	208,5	132,1	70,2

В части котельной п. Орловка Вариант реконструкции котельной с переводом на твердое топливо не может рассматриваться как основной в связи с отсутствием источников финансирования.

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

Предложения по строительству и реконструкции источников тепловой энергии представлены в Главе 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии» Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года.

5.1 Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях, для которых отсутствует возможность и (или) целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии, обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей (в ценовых зонах теплоснабжения, если реализацию товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии планируется осуществлять по регулируемым ценам (тарифам), и (или) обоснованная анализом индикаторов развития системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, если реализация товаров в сфере теплоснабжения с использованием такого источника тепловой энергии будет осуществляться по ценам, определяемым по соглашению сторон договора поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя) и радиуса эффективного теплоснабжения

Строительство новых источников тепловой энергии не предусматривается.

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

Мероприятия по модернизации ТЭЦ основаны на анализе перспективных тепловых нагрузок (Глава 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения») Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года, а также с учетом фактической наработки и сроков достижения паркового ресурса оборудования на начало 2025 года, представленных в Главе 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения.

Замена генерирующего оборудования ТЭЦ

Для повышения эффективности комбинированной выработки электроэнергии в системе теплоснабжения ЗАТО Северск на базе ТЭЦ составлены планы реконструкции турбинного оборудования. Предложения по реконструкции учтены в «Схеме и программе развития электроэнергетических систем России на 2024–2029 годы, утвержденной Приказом Минэнерго РФ 30.11.2023 № 1095».

В соответствии с основным сценарием мероприятия в части реконструкции генерирующе-го оборудования ТЭЦ предполагают ввод новых турбоагрегатов (2025 г – двух ТА типа ПР-30/35/8,8/1,0) суммарной электрической мощностью 60 МВт, тепловой – 170,6 Гкал/ч и вывод устаревшего оборудования (ТА ст. №№ 1, 2) суммарной электрической мощностью 50 МВт и тепловой 167,5 Гкал/ч. В результате установленная электрическая мощность ТЭЦ увеличится на 10 МВт относительно базового периода, тепловая мощность – увеличится на 3,1 Гкал/ч.

Ввод двух турбоагрегатов типа ПР-30 в филиале АО «РИР» в г. Северске утвержден распоряжением Правительства РФ № 232-р от 07.02.2020 в соответствии с Правилами оптового рынка электроэнергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электроэнергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам организации функционировании оптового рынка электроэнергии и мощности», на основании результатов отбора проек-тов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с началом поставки мощности после 31 декабря 2014 г. и предложений Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики.

В соответствии с распоряжением Правительства дата поставки мощности на оптовый рынок – 01.07.2025.

Структура и установленная тепловая мощность ТЭЦ с учетом изменения состава генерирующего оборудования по основному сценарию развития системы теплоснабжения приведены в п. 12 Главы 7.

С целью повышения надежности и экономичности работы котельного оборудования ТЭЦ сформирована и утверждена Приказом Департамента тарифного регулирования Томской области от 30.10.2023 № 1-601/9(109) (с изменениями от 20.11.2024 № 1-591/9(331)) инвестиционная программа филиала АО «РИР» в г. Северске в сфере теплоснабжения на 2024-2026 гг.

Мероприятия представлены с учетом планируемой корректировки утвержденной на 2024-2026 гг. инвестиционной программы, которую АО «РИР» осуществит в установленные законодательством сроки.

Цель реализации – увеличение диапазона регулирования нагрузки котла, модернизация поверхностей нагрева, горелочных устройств котлоагрегатов, перевод на совместное сжигание угля и газа, автоматизация управления.

В соответствии с техническим заданием на проектирование (ООО ЗиО КОТЭС) объем реконструкции предусматривает:

- проектные работы по модернизации котлов с переводом на сжигание непроектных Кузнецких углей марок «Г» и «Д» Талдинского месторождения;
- комплекс мероприятий по обеспечению взрывобезопасности систем пылеприготовления;
- замена топочно-горелочных устройств с соответствующим изменением воздуховодов и опорноподвесной системы, разводок экранных труб под горелки и сопла, замена части экранов.

Проект предусматривает сохранение существующих систем пылеприготовления с шаровыми барабанными мельницами и промежуточными бункерами пыли.

Технико-экономический эффект от перевода котлов на сжигание непроектных углей будет достигнут за счет снижения топливной составляющей себестоимости тепловой и электрической энергии, отпускаемых от ТЭЦ.

Кроме того, для повышения надежности работы золошлакоудоления, Инвестиционной программой предусмотрена установка багерных насосов.

Предложения по реконструкции, модернизации и техническому перевооружению ТЭЦ приведены в таблицах 5.1, 5.2.

Таблица 5.1 – Описание и обоснование необходимости мероприятий по реконструкции, модернизации и техническому перевооружению ТЭЦ (в рамках комплексного плана модернизации систем коммунальной инфраструктуры Томской области до 2030 года)

№ п/п	Наименование мероприятия	Срок начала реализации мероприятия	Срок окончания реализации мероприятия	Планируемый / предусмотренный объем финансирования итого:
1	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП 10 ст. № 15	2024	2025	17 437,04
2	Капитальный ремонт Турбины ВТ-25-3 ст. № 7	2024	2025	28 116,22
3	Капитальный ремонт Турбины ВКТ-100 ст. № 11	2024	2025	23 177,96
4	Капитальный ремонт Котлоагрегата Е-230-9.8-510 ст. № 5	2025	2025	42 515,62
5	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП230 ст. № 10	2025	2025	42 515,62
6	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП 10 ст. № 14	2025	2025	42 515,62
7	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП230 ст. № 11	2026	2026	51 018,74
8	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП 12 ст. № 18	2027	2027	51 018,74
9	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП230 ст. № 6	2028	2028	51 018,74
10	Капитальный ремонт Котлоагрегата Е-230-9.8-510 ст. № 16	2028	2028	51 018,74
11	Капитальный ремонт Турбины Т-100(115)-8,8 ст. № 10	2028	2028	44 272,80
12	Капитальный ремонт Турбины Р-12-90/16М ст. № 15	2028	2028	30 500,00
13	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП230 ст. № 7	2029	2029	51 018,74
14	Капитальный ремонт Турбины Тп-100/110-90 ст. № 13	2029	2029	44 272,80
15	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП230 ст. № 2	2029	2029	51 018,74
16	Капитальный ремонт Котлоагрегата Е-230-9.8-510 ст. № 5	2030	2030	51 726,75
17	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП 10 ст. № 15	2030	2030	51 726,75
18	Капитальный ремонт Котлоагрегата БКЗ-210 ст. № 21	2030	2030	51 726,75
19	Капитальный ремонт Турбины Р-12-90/16М ст. № 9	2030	2030	32 988,80
ИТОГО:				**809 605,16**

Таблица 5.2 – Описание и обоснование необходимости мероприятий по реконструкции, модернизации и техническому перевооружению ТЭЦ (в рамках инвестиционной программы АО «РИР»)

№, п/п	Наименование мероприятий	Период реализации проекта[1]	Обоснование необходимости предлагаемых реконструкций	Описание предлагаемых реконструкций
1	Модернизация КА№13	2021–2025	Обеспечение надежной, бесперебойной, безаварийной и экономичной работы котлоагрегата, обеспечение регулировки нагрузки котла в широком диапазоне, за счет выполняемых работ по модернизации.	Полная замена физически изношенных поверхностей нагрева с оборудованием топок комбинированными горелочными устройствами с автоматизацией розжига горелок для сжигания природного газа и угольной пыли в любых сочетаниях и снижением NOx, частичной реконструкцией ПГВП, включая ПВКд, заменой вспомогательного оборудования и трубопроводов.
2	Модернизация КА№14	2022–2025	Обеспечение надежной, бесперебойной, безаварийной и экономичной работы котлоагрегата, модернизация поверхностей нагрева.	Объем выполняемых работ, по котлоагрегату ст. №14 определен проектом «Модернизация ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северске. Комплекс работ по модернизации котла включает в себя следующие работы: изготовление, поставку и монтаж панелей и деталей поверхностей нагрева.
3	Модернизация КА№12	2022–2026	Увеличение диапазона регулирования нагрузки котла в широком диапазоне, модернизация поверхностей нагрева, горелочных устройств котлоагрегатов, перевод на совместное сжигание угля и газа, автоматизация управления.	Объем выполняемых работ, по котлоагрегату ст. №12 определен проектом «Модернизация ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северске». Комплекс работ по модернизации котла включает в себя полную замену котлоагрегата.
4	Модернизация КА№16	2022–2025	Обеспечение надежной, бесперебойной, безаварийной и экономичной работы котлоагрегата, обеспечение регулировки нагрузки котла в широком диапазоне, за счет выполняемых работ по модернизации.	Объем выполняемых работ, по котлоагрегату ст. №16 определен проектом «Модернизация ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северске». Комплекс работ по модернизации котла включает в себя работы по модернизации системы пылеприготовления.
5	Модернизация КА№18	2022–2025	Обеспечение надежной, бесперебойной, безаварийной и экономичной работы котлоагрегата, обеспечение регулировки нагрузки котла в широком диапазоне, за счет выполняемых работ по модернизации.	Объем выполняемых работ, по котлоагрегату ст. №18 определен проектом «Модернизация ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северске». Комплекс работ по модернизации котла включает в себя работы по модернизации системы пылеприготовления.
6	Модернизация КА№21	2022–2025	Обеспечение надежной, бесперебойной, безаварийной и экономичной работы котлоагрегата, обеспечение регулировки нагрузки котла в широком диапазоне, за счет выполняемых работ по модернизации.	Объем выполняемых работ, по котлоагрегату ст. №21 определен проектом «Модернизация ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северске». Комплекс работ по модернизации котла включает в себя работы по модернизации системы пылеприготовления.

№, п/п	Наименование мероприятий	Период реализации проекта[1]	Обоснование необходимости предлагаемых реконструкций	Описание предлагаемых реконструкций
7	Компактизация ТЭЦ	2021–2026	Для обеспечения тепловой нагрузки нового оборудования, вводимого по результатам модернизации. Оснащение устанавливаемых турбоагрегатов вспомогательным оборудованием и выдачей тепловой мощности.	Объем выполняемых работ, по Компактизации станции определен проектом «Модернизация ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северске» и включает в себя: - замена 6 питательных насосов (ПЭН) с обвязкой трубопроводов и арматурой коллекторов 5-ти секций всаса и напора насосов, замена деаэраторов высокого давления, установка редукционно-охладительных установок (РОУ) коллектора 1,2-2,5 ата, редукционно-охладительных установок (РОУ) коллектора 8-13 ата для резервирования паром коллекторов пара 1,2-2,5 ата и 8-13 ата, также выполняется перенос водоводяных подогревателей и трубопроводов подпитки теплосети с арматурой; - проведение комплекса восстановительных работ для обеспечения работоспособности установленного эксплуатируемого оборудования до проектной производительности с целью повышения надежности и безаварийности работы котлового оборудования. Проектными решениями предусмотрена возможность промывки обессоленной водой установки ультрафильтрации, а также восстановление работы узла нейтрализации стоков с системой автоматического доведения сбросной воды до нейтрального pH. Также целью технического перевооружения ХВО является устройство третьей ступени глубокого обессоливания с установкой новых баков глубокообессоленной воды. Согласно задания на проектирование проектом предусмотрено размещение и внедрение новых установок дозирования реагентов ВХР в пароводяной тракт станции с учетом принятого водно-химического режима, а также размещение и внедрение установок приготовления рабочих растворов реагентов ВХР. Новые установки водно-химического режима, размещаются в специально оборудованных блок-боксах (для установок дозирования аммиака и карбогидразида). Новая установка дозирования фосфата располагается в существующем помещении насосов-дозаторов фосфата, в Главном корпусе на отм.+8,000 в рядах Д-Е, осях 57ч60. Установки приготовления рабочих растворов реагентов (фосфата, аммиака и карбогидразида) предусмотрены в помещениях блок-боксов, размещенных возле въезда во вторую очередь главного корпуса; - замены существующих блочных трансформаторов С12ГТа и С12ГТб одним – С2ГТ, замены электротехнического оборудования на ОРУ-110 в ячейке трансформатора С2ГТ, замена трансформатора В12Т с подключением его в яч.43 ОРУ-110 и замена оборудования этой ячейки, замена секций 6,3 кВ (РУ-6,3 кВ тр-ра В12Т), замена блочного трансформатора С14ГТ на трансформатор С1ГТ, замена электротехнического оборудования на ОРУ-110 кВ в ячейке трансформатора С1ГТ.

№, п/п	Наименование мероприятий	Период реализации проекта[1]	Обоснование необходимости предлагаемых реконструкций	Описание предлагаемых реконструкций
8	Реконструкция главного паропровода II очереди	2026–2029	По результатам экспертиз промышленной безопасности, в настоящее время 7, 8 секции секции ГПП II очереди переведены на работу с пониженными параметрами, разрешенные сроки эксплуатации: 7 секция 07.11.2023, 8 секция 09.08.2029, 9 секция 11.08.2029, трансферный паропровод (паропровод острого пара соеденительной магистрали 7, 8 секции) 13.10.2024. По секциям 5, 6, 8, 9 и трансферному паропроводу наработка приближается к разрешенному ресурсу эксплуатации, увеличено количество ремонтов трубопровода. Не выполнение данного мероприятия приведет к запрету эксплуатации секций главного паропровода II очереди и полному останову II очереди оборудования, включая вновь устанавливаемое оборудование, что в свою очередь приведет к невозможности обеспечения потребителей тепловой, электрической энергией и горячим водоснабжением.	В рамках мероприятия планируется выполнить замену секций главного паропровода. Замену паропровода острого пара соединительной магистрали VII, VIII секции (Трансферный паропровод) с увеличением проходного сечения и устройством дополнительных перемычек между ГПП и трансфером.
9	Техперевооружение секции управления и регулирования ТГ ст. № 10	2024	Цель реализации мероприятия: Повышение надежности эксплуатации оборудования. Приведение системы возбуждения в соответствие требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ), а также обеспечение надежности турбоагрегата ст. № 10. Отказ от выполнения замены оборудования приводит к нарушению требований п. 5.1.1 ПТЭ: При эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должны быть обеспечены их бесперебойная работа в допустимых режимах, надежное действие систем возбуждения, охлаждения, маслоснабжения, устройств контроля, защиты, автоматики и диагностики.	Техническое перевооружение секции управления и регулирования турбогенератора ст. №10. Замена шкафа СУР системы возбуждения типа СТС-2П-210-1600-2,5 УХЛ4 турбогенератора ТГ-10
10	Приведение топливоподачи в соответствие требованиям инструкции по обеспечению взрывобезопасности топливоподач и установок для сжигания пылевидного топлива СО 153-34.03.352-2003	2023-2027	Фактическая схема топливоподачи не соответствует требованиям СО 153-34.03.352-2003 в части обеспечения взрывобезопасности. В связи с тем, что запланировано использование углей марки ДГ, требуется своевременное выполнение работ по техническому перевооружению существующего оборудования с применением соответствующих технических решений.	Выполнение работ по разработке проектной и рабочей документации с последующими строительно-монтажными работами. Основные направления: Оснащение тракта топливоподачи автоматическими системами пожаротушения и системами пылеподавления; Оснащение тракта топливоподачи системами гидроуборки; Приведение в работоспособное состояние галереи №16.

№, п/п	Наименование мероприятий	Период реализации проекта[1]	Обоснование необходимости предлагаемых реконструкций	Описание предлагаемых реконструкций
11	Приведение ТЭЦ в соответствие СВМ	2023-2025	Мероприятие необходимо для ввода в эксплуатацию новых турбоустановок филиала по результатам модернизации. Отказ от реализации мероприятия влечет запрет на ввод в эксплуатацию турбоустановок.	В результате выполнения работ среди прочего определяется: - Демонтаж токоограничивающего Реактора №1 ТОРМ-110-650-16 на ТЭЦ СХК. - Установка выключателей 110 кВ между системами шин РУ 110 ТЭЦ СХК – ШСВ 13, ШСВ 24, ШСВ 34 на ТЭЦ СХК. - Замена провода 1 и 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ ЭС-1 СХК и ошиновки ячейки 110 кВ АТ-ВЛ Л-3 ПС 220 кВ ЭС-1 СХК.

[1] В графе указан период реализации мероприятий в рамках инвестиционной программы предприятия, горизонт планирования Схемы теплоснабжения – с 2024 года.

5.3. Предложения по техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

В части мероприятий по модернизации источников теплоснабжения внегородских территорий ЗАТО Северск на 2025 год запланирован к проведению капитальный ремонт кровли здания котельной, расположенной по адресу: Томская область, ЗАТО Северск, пос. Самусь, ул. Набережная, 7. Объем финансирования, предусмотренный на мероприятие, составляет 6 316,49 тыс. руб.

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

На территории ЗАТО Северск отсутствуют системы теплоснабжения, в которых источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии и котельные работают совместно.

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

В рамках Схемы теплоснабжения не предлагается вывод из эксплуатации котельных с передачей нагрузки на другие источники тепловой энергии

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

Переоборудование существующих котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не требуется в соответствии с принятым Сценарием развития.

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

Перевод котельных в пиковый режим работы не запланирован.

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

Способ регулирования отпуска тепла в сетевой воде от всех источников осуществляется: посредством качественного регулирования по отопительной нагрузке в рамках утвержденного температурного графика.

Температурные графики сетевой воды на коллекторах источников теплоснабжения муниципального образования обуславливаются паспортными характеристиками котельного и сетевого оборудования и соответствующим им номинальными параметрами теплоносителя отпускаемому из котельной в тепловую сеть. Изменение температурных графиков отпуска тепловой энергии не запланировано.

5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей

Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии на территории ЗАТО Северск представлены в табл. 2.1–2.5.

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

Внедрение данных мероприятий нецелесообразно ввиду высокой стоимости и больших сроков окупаемости.

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

6.1 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации 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)

Мероприятия по реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности в схеме теплоснабжения не предусмотрены.

На перспективу до 2045 г. зоны с дефицитом тепловой мощности отсутствуют.

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

Потребность в строительстве тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения, при выбранном варианте развития схемы теплоснабжения ЗАТО Северск, отсутствует.

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

Предложения по строительству сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии в схеме теплоснабжения не предусмотрены.

В зоне действия каждого из существующих или перспективных источников тепловой энергии ЗАТО Северск отсутствуют иные источники тепловой энергии.

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

Предложения по строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в т.ч. за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных на перспективу до 2045 г. в схеме теплоснабжения не предусмотрены.

6.5 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей

В результате проведенной оценки надежности в программном продукте ZuluThermo существующей системы теплоснабжения ЗАТО Северск с учетом перспективного развития до 2045 г. установлено, что основная причина ненормативной надежности теплоснабжения г. Северска и некоторых внегородских территорий – длительный (сверхнормативный) срок эксплуатации трубопроводов и недостаточное резервирование головных магистральных участков тепловых сетей.

Для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения ЗАТО Северск может быть предусмотрена замена участков тепловой сети со сверхнормативным сроком эксплуатации и мероприятия по секционированию сети для увеличения объема резервирования путем устройства аварийных перемычек между тепломагистралями головных участков тепловых сетей.

Суммарные затраты на реализацию предлагаемых мероприятий по развитию систем теплоснабжения в части тепловых сетей г. Северска на период 2026-2045 гг. составляют 1 971 332,55 тыс. руб., с НДС, в том числе на реализацию мероприятий:

- по развитию системы теплоснабжения в части тепловых сетей и теплосетевого хозяйства г. Северска, планируемых к реализации в рамках инвестиционной программы ОАО ТС – 27 872,25 тыс. руб. (Таблица 6.1). Инвестиционная программа на 2026-2030 гг. представлена в соответствии с предложением ресурсоснабжающей организации;
- по развитию системы теплоснабжения в части тепловых сетей и теплосетевого хозяйства г. Северска, частичное финансирование которых запланировано за счет тарифных источников, а также с привлечением бюджетных средств (при их наличии) – 1 268 027,97 тыс. руб. (таблица 6.2);
- по развитию системы теплоснабжения в части тепловых сетей и теплосетевого хозяйства г. Северска, планируемых к реализации в рамках комплексного плана модернизации систем коммунальной инфраструктуры Томской области до 2030 года, при наличии финансирования из бюджетов бюджетной системы РФ – 675 432,33 тыс. руб. (таблица 6.3).

Таблица 6.1 – Предложения по развитию системы теплоснабжения в части тепловых сетей и теплосетевого хозяйства г. Северска, планируемых к реализации в рамках инвестиционной программы ОАО ТС, тыс. руб., с НДС

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики								Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)									
		Наименование и назначение показателя										Плановые расходы				Финансирование, в т.ч. по годам					Остаток финансирования
		до реализации мероприятия				после реализации мероприятия							в том числе:		Профинансировано к 2026						
		Тепловая сеть			Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Тепловая сеть			Тепловая нагрузка, Гкал/ч			Всего	ПИР	СМР		2026	2027	2028	2029	2030	
		Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, км	Способ прокладки		Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, км	Способ прокладки													
Группа 3.1. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников																					
3.1.1	Реконструкция существующих тепловых сетей в целях снижения уровня износа объекта системы централизованного теплоснабжения	100	0,714	в канале	0,93	100	0,382	в канале	0,93	2026	2027	9120,57	1096,38	8024,19	0	1096,38	8024,19				9120,57
3.1.2	Модернизация существующих тепловых сетей в целях снижения уровня износа объекта системы централизованного теплоснабжения	1000	0,02	надземная	810	1000	0,02	надземная	810	2028	2030	18751,67	2047,63	16704,04	0			2047,63	8819,70	7884,35	18751,67
Всего по группе 3												**27 872,25**	**3 144,01**	**24 728,24**	**-**	**1 096,38**	**8 024,19**	**2 047,63**	**8 819,70**	**7 884,35**	**27 872,25**
ИТОГО по программе												**27 872,25**	**3 144,01**	**24 728,24**	**-**	**1 096,38**	**8 024,19**	**2 047,63**	**8 819,70**	**7 884,35**	**27 872,25**

Таблица 6.2 – Предложения по развитию системы теплоснабжения в части тепловых сетей и теплосетевого хозяйства г. Северска, частичное финансирование которых запланировано за счет тарифных источников, а также с привлечением бюджетных средств (при их наличии), тыс. руб., с НДС

№ п/п	Наименование тепловой сети, адрес расположения	Условный диаметр труб, Ду, мм	Протяженность теплосети в 2-х трубном исполнении, м	Год / период проведения мероприятия	Шифр использованной в расчете расценки	Стоимость на единицу измерения (СМР, ПИР), тыс. руб., без НДС	Единица измерения	Кпер	Крег.1	Индекс-дефлятор	ИТОГО финансовая потребность, тыс. руб. (СМР, ПИР), тыс. руб., с НДС
1	Наружная теплосеть к ж/д 33-18, Калинина, 105	65	18,00	2026	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,05	481,18
2	Наружная теплосеть к ж/д 1-54, Первомайская, 9	50	60,00	2026	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,05	1 233,81
3	Наружная теплосеть к ж/д 6 - 3, Калинина, 6	80	22,00	2026	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,05	723,83
4	Наружная теплосеть к ж/д 7 - 3, Калинина, 8	80	18,00	2026	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,05	592,23
5	Наружная теплосеть к ж/д 8-46, Комсомольская, 24а	50	101,00	2026	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,05	2 076,91
6	Наружная теплосеть к ж/д 4-46, Комсомольская, 26	50	18,00	2026	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,05	370,14
7	Наружная теплосеть к ж/д 1 - 4, Коммунистический, 2	50	76,00	2026	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,05	1 562,82
8	2-я Южная Тепломагистраль ТК-3 - ТК-4	600	420,00	2026	13-07-003-07	117 148,54	1 км	1,02	1,02	1,05	64 499,61
9	Теплосеть кв. 28, сооружение № 2тс	50	131,20	2026	13-07-003-01	17 612,96	1 км	1,02	1,02	1,05	3 029,26
10	Теплосеть кв. 47, 48; 47 квартал, сооружение № 2тс	50	138,95	2026	13-07-003-01	17 612,96	1 км	1,02	1,02	1,05	3 208,20
11	2-я Южная Тепломагистраль ТК-5-Т.А	600	400,00	2026	13-07-003-07	117 148,54	1 км	1,02	1,02	1,05	61 428,20
12	Теплосеть кв. 22, 22 квартал, сооружение № 2тс	70	60,10	2026	13-07-003-01	24 658,14	1 км	1,02	1,02	1,05	1 942,70
13	Наружная теплосеть к ж/д 37-19, Калинина, 48	100	132,00	2026	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,05	4 627,68
14	Теплосеть кв. 29, 30, квартал 29, сооружение № 2тс	40	36,36	2026	13-07-003-01	14 090,37	1 км	1,02	1,02	1,05	671,61
15	Теплосеть кв. 29, 30, квартал 29, сооружение № 2тс	50	19,15	2026	13-07-003-01	17 612,96	1 км	1,02	1,02	1,05	442,15
16	Наружная теплосеть к ж/д 32-18, Калинина, 103	100	150,00	2027	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,10	5 509,14
17	Наружная теплосеть к ж/д, Коммунистический, 103	150	257,00	2027	13-14-001-04	32 311,78	1 км	1,02	1,02	1,10	11 404,29
18	Теплосеть по ул. Лесная от кол. 1/50 до кол. 8/50, ул. Лесная, сооружение № 465тс	80	68,42	2027	13-07-003-01	28 180,73	1 км	1,02	1,02	1,10	2 647,95
19	Теплосеть от К-9 до жилого дома Ленина № 92 (к пристройке фитиля), ул. Ленина, 92, сооружение № 1тс	250	25,00	2027	13-07-003-06	57 042,69	1 км	1,02	1,02	1,10	1 958,46
20	Теплосеть по ул. Парковая от ТК-5а до ж/дома Парковая № 14, ул. Парковая, 14, сооружение №1тс	150	77,50	2027	13-07-003-04	41 791,19	1 км	1,02	1,02	1,10	4 447,96
21	Тепловая сеть (тепловой ввод) ул. Первомайская, 1 к стрелковому тиру "Янтарь"	80	18,00	2027	13-07-003-01	28 180,73	1 км	1,02	1,02	1,10	696,62
22	Наружная теплосеть к ж/д 31-19, Царевского, 10	100	127,00	2027	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,10	4 664,41
23	Тепловая сеть (тепловой ввод) ул. Парковая, 9 (СЭЛС)	50	22,00	2027	13-07-003-01	17 612,96	1 км	1,02	1,02	1,10	532,14
24	Наружная теплосеть к ж/д , Первомайская, 32	100	101,00	2027	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,10	3 709,49
25	Наружная теплосеть к ж/д, Первомайская, 34	50	42,00	2027	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,10	904,79
26	2-я Южная Тепломагистраль Т.А-ТК-5	600	437,00	2028	13-07-003-07	117 148,54	1 км	1,02	1,02	1,15	73 501,76
27	Тепловая сеть (ввод) ул. Ленина, 104б	65	25,00	2028	13-07-003-01	22 896,84	1 км	1,02	1,02	1,15	821,85
28	Тепловая сеть (ввод) пр. Коммунистический, 57а	50	7,00	2028	13-07-003-01	17 612,96	1 км	1,02	1,02	1,15	177,01
29	Наружная теплосеть к ж/д 13-19, Курчатова, 13	65	18,00	2028	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,15	527,01
30	Наружная теплосеть к ж/д 15-19, Курчатова, 15	65	27,00	2028	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,15	790,52
31	2-я Южная Тепломагистраль Т.А-ТК-5	600	400,00	2029	13-07-003-07	117 148,54	1 км	1,02	1,02	1,20	70 203,65
32	Ул. Лесная, 6а, сооружение т/сети от К-2 до ТК-2: от Т-8 до ТК-2; от ТК-2 до ТК-3; от ТК-3 до ТК-4	100	133,00	2029	13-07-003-02	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,20	6 683,91
33	Наружная теплосеть к ж/д 17-10, Победы, 21	80	72,00	2029	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,20	2 707,32
34	Наружная теплосеть к ж/д 17-10, Победы, 21	125	87,00	2029	13-14-001-03	29 513,63	1 км	1,02	1,02	1,20	3 846,85
35	Реконструкция теплосети к АТС-4 от УТ-1 до Н-4, пр. Коммунистический, 72, сооружение № 3тс	125	36,90	2029	13-07-003-03	36 510,80	1 км	1,02	1,02	1,20	2 018,42
36	Наружная теплосеть к ж/д 2-24, Коммунистический, 52	80	18,00	2029	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,20	676,83
37	Наружная теплосеть к ж/д 20-22, Ленина, 84	65	27,00	2030	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,25	859,26
38	Наружная теплосеть к ж/д 28-22, Царевского, 2	150	89,00	2030	13-14-001-04	32 311,78	1 км	1,02	1,02	1,25	4 487,89
39	Наружная теплосеть к ж/д 27-22, Царевского, 4	65	138,00	2030	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,25	4 391,76
40	Тепловая сеть от УТ-2 до К-12 и УТ-2, ул. Лесная, 3а, сооружение № 367т	400	210,00	2030	13-07-003-07	78 099,03	1 км	1,02	1,02	1,25	25 595,08
41	Теплотрасса от УТ-2 до ПНС-2, ул. Парусинка, 26, сооружение № 2тс	150	70,00	2030	13-07-003-04	41 791,19	1 км	1,02	1,02	1,25	4 565,35
42	Тепловая сеть ж/д 14/11	80	45,00	2030	13-07-003-01	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,25	2 355,70
43	Теплосеть от УТ 1 до ж/д 18/11	200	268,00	2031	13-07-003-05	52 255,40	1 км	1,02	1,02	1,30	22 729,55
44	Теплосеть от К-13 до роддома	150	315,90	2031	13-07-003-04	41 791,19	1 км	1,02	1,02	1,30	21 426,90

№ п/п	Наименование тепловой сети, адрес расположения	Условный диаметр труб, Ду, мм	Протяженность теплосети в 2-х трубном исполнении, м	Год / период проведения мероприятия	Шифр использованной в расчете расценки	Стоимость на единицу измерения (СМР, ПИР), тыс. руб., без НДС	Единица измерения	Кпер	Крег.1	Индекс-дефлятор	ИТОГО финансовая потребность, тыс. руб. (СМР, ПИР), тыс. руб., с НДС
45	Теплосеть на участке от ж/д Чайковского, 21 до ж/д Чайковского, 23; Чайковского, 21, сооружение 1 тм	50	34,00	2031	13-07-003-01	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,30	1 851,06
46	Наружная теплосеть к ж/д 26-11, Калинина, 86	65	109,00	2031	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,30	3 607,61
47	Наружная теплосеть к ж/д 26-11, Калинина, 86	100	54,00	2031	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,30	2 343,89
48	Наружная теплосеть к ж/д 25-11, Калинина, 84	100	268,00	2032	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,36	12 169,53
49	Наружная теплосеть к ж/д 7а-18, Северная, 2а	65	116,00	2032	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,36	4 016,49
50	Участок тепловой сети к зданию гаража ул. Калинина, 25	50	34,00	2032	13-07-003-01	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,36	1 936,49
51	Наружная теплосеть к ж/д 5 - 28, Транспортная, 72	50	100,00	2032	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,36	2 663,45
52	Ввод сети теплоснабжения ул. Крупская, 11, сооружение № 2	100	14,65	2032	13-07-003-02	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,36	834,40
53	Наружная теплосеть к ж/д 103, Парковая, 10	50	62,00	2032	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,36	1 651,34
54	Наружная теплосеть к ж/д 9-52, Пионерская, 14	65	81,00	2032	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,36	2 804,62
55	Наружная теплосеть к ж/д 7-52, Горького, 9а	80	80,00	2032	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,36	3 409,22
56	Наружная теплосеть к ж/д 38-9, Победы, 4	100	89,00	2032	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,36	4 041,37
57	Теплосеть МДОУ "Детский сад № 58 Родничок", пр. Южный, 4	100	135,00	2032	13-07-003-02	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,36	7 689,01
58	Наружная теплосеть к ж/д 10 - 28, Калинина, 61	50	36,00	2032	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,36	958,84
59	Наружная теплосеть к ж/д 19 - 28, Строителей, 3	50	18,00	2032	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,36	479,42
60	Наружная теплосеть к ж/д 23-13, Калинина, 75	80	145,00	2033	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,42	6 451,83
61	Наружная теплосеть к ж/д 2-13а, Кирова, 14	80	116,00	2033	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,42	5 161,46
62	Наружная теплосеть к ж/д 3-33, Калинина, 13	80	114,00	2033	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,42	5 072,47
63	Теплосеть МДОУ КВ "Детский сад № 27 Елочка", ул. Крупской, 30	50	75,00	2033	13-07-003-01	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,42	4 460,13
64	Наружная теплосеть к ж/д 9-22, Коммунистический, 80	65	148,00	2033	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,42	5 350,57
65	Наружная теплосеть к ж/д 10-24, Ленина, 64	50	9,00	2033	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,42	250,29
66	Наружная теплосеть к ж/д 14-46, Пушкина, 8	50	20,00	2033	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,42	556,19
67	Наружная теплосеть к ж/д 11-22, Коммунистический, 84	65	18,00	2033	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,42	650,74
68	Наружная теплосеть к ж/д 29-23, Коммунистический, 83	150	141,00	2033	13-14-001-04	32 311,78	1 км	1,02	1,02	1,42	8 077,00
69	Наружная теплосеть к ж/д 1-22, Царевского, 6	150	78,00	2033	13-14-001-04	32 311,78	1 км	1,02	1,02	1,42	4 468,13
70	Теплосеть МДОУ "Детский сад №37", пр. Коммунистический, 80а	65	115,00	2033	13-07-003-01	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,42	6 838,87
71	Наружная теплосеть к ж/д 9-28, Московская, 10	50	22,00	2034	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,48	637,66
72	Наружная теплосеть к ж/д 14-28, Калинина, 53	50	18,00	2034	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,48	521,72
73	Наружная теплосеть к ж/д 5-9, Южный проезд, 15	80	123,00	2034	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,48	5 704,18
74	Наружная теплосеть к ж/д 5-54, Первомайская, 15	50	36,00	2034	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,48	1 043,45
75	Наружная теплосеть к ж/д 11-53, Пушкина, 1	50	47,00	2034	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,48	1 362,28
76	Теплосеть от К12И до ж/д Октябрьская, 4, 6, Чайковского, 2, Набережная, 24, 26, 17, Бр. Иглаковых, 19, соор. № 4тм	100	674,00	2034	13-07-003-02	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,48	41 775,29
77	Наружная теплосеть к ж/д 41-18, Северная, 24	65	109,00	2034	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,48	4 107,13
78	Наружная теплосеть к ж/д 11-36, Коммунистический, 55	80	136,00	2034	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,48	6 307,06
79	Наружная теплосеть к ж/д 3-4, Коммунистический, 20	50	91,00	2034	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,48	2 637,60
80	Наружная теплосеть к ж/д 14-44, Ленина, 14	50	100,00	2034	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,48	2 898,46
81	Наружная теплосеть к ж/д 3-4, Коммунистический, 6	65	92,00	2034	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,48	3 466,56
82	Наружная теплосеть к ж/д 41-19, Калинина, 62	150	147,00	2035	13-14-001-04	32 311,78	1 км	1,02	1,02	1,54	9 132,31
83	Наружная теплосеть к ж/д 42-19, Калинина, 64	200	217,00	2035	13-14-001-05	34 706,51	1 км	1,02	1,02	1,54	14 480,15
84	Наружная теплосеть к ж/д 42-61, Коммунистический, 129	65	60,00	2035	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,54	2 352,46
85	Наружная теплосеть к ж/д 4-51, Первомайская, 7	50	150,00	2035	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,54	4 523,95
86	Наружная теплосеть к ж/д 40-19, Калинина, 60	100	109,00	2035	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,54	5 604,64
87	Теплосеть кв. 22 от кол. 4, 5, 6, 22 квартал, сооружение № 3тс	80	39,50	2035	13-07-003-01	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,54	2 547,51
88	Теплосеть от К-9 до жилого дома Ленина № 92 (к пристройке фитиля), ул. Ленина, 92, сооружение № 1тс	100	50,00	2035	13-07-003-02	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,54	3 224,69
89	Теплосеть от колодца УТ-1 до узла ввода жил. Дома № 36/9, 9 квартал, сооружение № 509тс	125	37,00	2035	13-07-003-03	36 510,80	1 км	1,02	1,02	1,54	2 597,32

№ п/п	Наименование тепловой сети, адрес расположения	Условный диаметр труб, Ду, мм	Протяженность тепло-сети в 2-х трубном исполнении, м	Год / период проведения мероприятия	Шифр использованной в расчете расценки	Стоимость на единицу измерения (СМР, ПИР), тыс. руб., без НДС	Единица измерения	Кпер	Крег.1	Индекс-дефлятор	ИТОГО финансовая потребность, тыс. руб. (СМР, ПИР), тыс. руб., с НДС
90	Наружная теплосеть к ж/д 7-43, Ленина, 20	50	105,00	2036	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,61	3 310,71
91	Теплосеть кв. 39, 39 квартал, сооружение № 2тс	150	66,50	2036	13-07-003-04	41 791,19	1 км	1,02	1,02	1,61	5 586,17
92	Теплосеть шк. № 76 (ул. Парковая, 2а)	108	116,00	2036	13-07-003-02 13-07-003-03	34 493,45	1 км	1,02	1,02	1,61	8 042,70
93	Наружная теплосеть к ж/д 15-35, Советская, 30	80	163,00	2036	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,61	8 223,18
94	Теплосеть кв. 32, 32 квартал, сооружение № 2тс (от тк-5 до тк-7)	250	351,02	2036	13-07-003-06	57 042,69	1 км	1,02	1,02	1,61	40 247,54
95	Теплосеть кв. 29, 30, квартал 29, сооружение № 2тс	80	186,80	2037	13-07-003-01	28 180,73	1 км	1,02	1,02	1,67	10 975,57
96	Теплосеть "Природ. парк" от тепл. узла по ул. Мира, 25 до зоопарка	100	220,00	2037	13-07-003-02	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,67	15 386,40
97	Наружная теплосеть к ж/д 29-18, Курчатова, 21	65	145,00	2037	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,67	6 165,02
98	Наружная теплосеть к ж/д 11-40, Ленина, 36	80	101,00	2037	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,67	5 285,23
99	Наружная теплосеть к ж/д 10-43, Ленина, 16	80	118,00	2037	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,67	6 174,83
100	Наружная теплосеть к ж/д 18-3, Калинина, 16	50	80,00	2037	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,67	2 616,45
101	Наружная теплосеть к ж/д 61-19, Калинина, 54б	80	101,00	2037	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,67	5 285,23
102	Наружная теплосеть к ж/д 23-15, Ленина, 100	80	112,00	2038	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,75	6 141,61
103	Наружная теплосеть к ж/д 28-18, Курчатова, 19	65	25,00	2038	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,75	1 113,85
104	Наружная теплосеть к ж/д 29-13, Кирова, 7	50	217,00	2038	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,75	7 437,11
105	Наружная теплосеть к ж/д 10-47, Пушкина, 4	50	101,00	2038	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,75	3 461,51
106	Тепловая сеть от ТК-10/42 до строения № 2 (ссоружение № 1тс) - тепловая сеть (ввод) Музыкальный театр, пр. Коммунистический, 39	65	65,00	2038	13-07-003-01	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,75	4 763,75
107	Теплосеть кв. 39, 39 квартал, сооружение № 2тс	100	69,50	2038	13-07-003-02	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,75	5 093,55
108	Наружная теплосеть к ж/д 1-31, Транспортная, 20	80	123,00	2038	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,75	6 744,81
109	Наружная теплосеть к ж/д 20-44, Ленина, 4	50	91,00	2038	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,75	3 118,79
110	Наружная теплосеть к ж/д 20-46, Пушкина, 12а	50	91,00	2038	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,75	3 118,79
111	т/с от 44/тк-17 до 44/тк-18	150	66,00	2039	13-07-003-04	41 791,19	1 км	1,02	1,02	1,82	6 267,32
112	т/с от 52/тк-5 до 52/тк-8	125	118,48	2039	13-07-003-03	36 510,80	1 км	1,02	1,02	1,82	9 829,23
113	Наружная теплосеть к ж/д 7-41, Ленина, 32	80	42,00	2039	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,82	2 395,23
114	участок т/с от 29/тк-9 до 29/тк-/10	125	100,00	2039	13-07-003-03	36 510,80	1 км	1,02	1,02	1,82	8 296,11
115	Наружная теплосеть к ж/д 1-4, Коммунистический, 33	50	127,00	2039	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,82	4 526,70
116	участок т/с от 34/тк-2 до 34/тк-4	150	170,60	2039	13-07-003-04	41 791,19	1 км	1,02	1,02	1,82	16 200,06
117	Наружная теплосеть к ж/д 6-13, Транспортная, 84	50	92,00	2039	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,82	3 279,18
118	Наружная теплосеть к ж/д 10-15, Коммунистический, 98	100	107,00	2039	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,82	6 502,13
119	Теплосеть к ателье трикотажных и ковровых изделий кв. 23а, ул. Победы, 37, сооружение № 1тм	200	203,00	2040	13-07-003-05	52 255,40	1 км	1,02	1,02	1,90	25 163,00
120	Наружная теплосеть к ж/д 12-15, Курчатова, 8	80	172,00	2040	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,90	10 240,20
121	участок т/с от 42/тк-8а до 42/тк-8в	300	165,70	2040	13-07-003-07	58 574,27	1 км	1,02	1,02	1,90	23 023,14
122	Наружная теплосеть к ж/д 2-32, Свердлова, 5	50	145,00	2040	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,90	5 395,45
123	Наружная теплосеть к ж/д 25-13, Кирова, 11	50	46,00	2040	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,90	1 711,66
124	Наружная теплосеть к ж/д 14-40, Маяковского, 5	50	56,00	2040	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,90	2 083,76
125	Наружная теплосеть к ж/д 18-46, Коммунистический, 9	65	45,00	2040	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,90	2 176,79
126	Наружная теплосеть к ж/д 5-46, Коммунистический, 1	65	43,00	2040	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,90	2 080,04
127	Наружная теплосеть к ж/д 16-34, 40 лет Октября, 13	50	100,00	2040	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,90	3 721,00
128	Наружная теплосеть к ж/д 13-15, Курчатова, 6	80	98,00	2041	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,98	6 080,19
129	т/с от 51/тк-3 до 51/тк-4	400	185,38	2041	13-07-003-07	78 099,03	1 км	1,02	1,02	1,98	35 789,47
130	Наружная теплосеть к ж/д 4-49, Лесная, 4	80	81,00	2041	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,98	5 025,47
131	Наружная теплосеть к ж/д 9-46, Комсомольская, 22а	50	91,00	2041	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,98	3 528,68
132	Наружная теплосеть к ж/д 16-41, Ленина, 24	65	136,00	2041	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,98	6 855,73
133	Наружная теплосеть к ж/д 3-24, Коммунистический, 54	80	203,00	2041	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,98	12 594,69
134	Наружная теплосеть к ж/д 31-23, Куйбышева, 9	65	163,00	2041	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,98	8 216,80
135	Наружная теплосеть к ж/д 23-16, Калинина, 78	65	232,00	2042	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,07	12 226,67

№ п/п	Наименование тепловой сети, адрес расположения	Условный диаметр труб, Ду, мм	Протяженность теплосети в 2-х трубном исполнении, м	Год / период проведения мероприятия	Шифр использованной в расчете расценки	Стоимость на единицу измерения (СМР, ПИР), тыс. руб., без НДС	Единица измерения	Кпер	Кред.1	Индекс-дефлятор	ИТОГО финансовая потребность, тыс. руб. (СМР, ПИР), тыс. руб., с НДС
136	Наружная теплосеть к ж/д 58-23а, Куйбышева, 4	65	179,00	2042	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,07	9 433,51
137	Наружная теплосеть к ж/д 7-50, Горького, 33	150	114,00	2042	13-14-001-04	32 311,78	1 км	1,02	1,02	2,07	9 519,58
138	Наружная теплосеть к ж/д 15-16, Калинина, 68	100	326,00	2042	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	2,07	22 531,40
139	Наружная теплосеть к ж/д 1-5, Первомайская, 24	50	109,00	2042	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	2,07	4 418,79
140	Наружная теплосеть к ж/д 40-16, Коммунистический, 121	125	293,00	2043	13-14-001-03	29 513,63	1 км	1,02	1,02	2,16	23 319,84
141	Наружная теплосеть к ж/д 2а-18, Кирова, 12а	65	167,00	2043	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,16	9 183,75
142	Наружная теплосеть к ж/д 44-22, Коммунистический, 84б	80	167,00	2043	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	2,16	11 303,07
143	Наружная теплосеть к ж/д 9-56, Пушкина, 9	50	90,00	2043	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	2,16	3 807,17
144	Наружная теплосеть к ж/д 8-4, Мира, 7	50	63,00	2043	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	2,16	2 665,02
145	Наружная теплосеть к ж/д 29-9, Коммунистический, 122	200	101,00	2043	13-14-001-05	34 706,51	1 км	1,02	1,02	2,16	9 452,96
146	Наружная теплосеть к ж/д 106-5, Парковая, 8	50	45,00	2043	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	2,16	1 903,59
147	Наружная теплосеть к ж/д 61-19, Калинина, 52а	100	195,00	2044	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	2,25	14 649,31
148	участок т/с от 47/тк-4 до 47/тк-9	200	142,00	2044	13-07-003-05	52 255,40	1 км	1,02	1,02	2,25	20 844,12
149	Наружная теплосеть к ж/д 19-44, Ленина, 6	50	100,00	2044	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	2,25	4 406,45
150	Наружная теплосеть к ж/д 132-22, Коммунистический, 74	65	91,00	2044	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,25	5 212,83
151	Наружная теплосеть к ж/д 53-23, Царевского, 3	65	58,00	2044	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,25	3 322,46
152	Наружная теплосеть к ж/д 3-13а, Калинина, 87	100	83,00	2044	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	2,25	6 235,35
153	Наружная теплосеть к ж/д 12-19, Курчатова, 11	65	45,00	2044	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,25	2 577,77
154	Наружная теплосеть к ж/д 7-15, Курчатова, 24	80	145,00	2044	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	2,25	10 222,96
155	Наружная теплосеть к ж/д В1-25, Коммунистический, 50	150	139,00	2045	13-14-001-04	32 311,78	1 км	1,02	1,02	2,35	13 177,26
156	Наружная теплосеть к ж/д 22-18, Калинина, 97	80	154,00	2045	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	2,35	11 340,05
157	Наружная теплосеть к ж/д 13-16, Курчатова, 42	80	145,00	2045	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	2,35	10 677,32
158	Наружная теплосеть к ж/д 8а-23, Куйбышева, 15а	65	145,00	2045	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,35	8 675,32
159	Наружная теплосеть к ж/д 20-9, Коммунистический, 118	80	69,00	2045	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	2,35	5 080,93
160	Наружная теплосеть к ж/д 19-9, Солнечная, 3а	65	100,00	2045	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,35	5 982,98
161	Наружная теплосеть к ж/д 4-49, Лесная, 4	80	81,00	2045	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	2,35	5 964,57
162	Наружная теплосеть к ж/д 6-32, Транспортная, 18	50	134,00	2045	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	2,35	6 167,07
ИТОГО			**18 545,61**								1 268 027,97
ИТОГО в 2026 году			**1 650,76**								146 890,33
ИТОГО в 2027 году			**887,92**								36 475,25
ИТОГО в 2028 году			**514,00**								75 818,15
ИТОГО в 2029 году			**746,90**								86 136,98
ИТОГО в 2030 году			**579,00**								42 255,04
ИТОГО в 2031 году			**780,90**								51 959,01
ИТОГО в 2032 году			**1 033,65**								42 654,18
ИТОГО в 2033 году			**979,00**								47 337,68
ИТОГО в 2034 году			**1 448,00**								70 461,39
ИТОГО в 2035 году			**809,50**								44 463,03
ИТОГО в 2036 году			**801,52**								65 410,30
ИТОГО в 2037 году			**951,80**								51 888,73
ИТОГО в 2038 году			**894,50**								40 993,77
ИТОГО в 2039 году			**823,08**								57 295,96
ИТОГО в 2040 году			**975,70**								75 595,04
ИТОГО в 2041 году			**957,38**								78 091,03
ИТОГО в 2042 году			**960,00**								58 129,95
ИТОГО в 2043 году			**926,00**								61 635,40
ИТОГО в 2044 году			**859,00**								67 471,25
ИТОГО в 2045 году			**967,00**								67 065,50

Таблица 6.3 – Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса в системе теплоснабжения г. Северска (финансирование в рамках комплексного плана модернизации систем коммунальной инфраструктуры Томской области до 2030 года, при наличии финансирования из бюджетов бюджетной системы РФ)

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование объекта	Планируемый / предусмотренный объем финансирования итого	в том числе по годам (тыс. руб., с НДС, в ценах периода проведения мероприятий):				
				2026	2027	2028	2029	2030
1	Капитальный ремонт Южной тепломагистрали от узла "Б" до кол. 1/32, 32 квартал, сооружение № 3 тс (инв. № 10103400), узел "Б" - ТК8м (замена трубопровода Ду 500 мм - 234 м)	Южная тепломагистраль от узла "Б" до кол. 1/32, 32 квартал, сооружение № 3 тс (инв. № 10103400)	16 669,00			16 669,00		
2	Капитальный ремонт Южной тепломагистрали от кол. 26 до т."А", пр. Коммунистический, 62, сооружение № 418тм (инв. № 10103379) ТК24м-ТК25м (замена трубопровода Ду 500 мм - 184 м)	Южная тепломагистраль от кол. 26 до т."А", пр. Коммунистический, 62, сооружение № 418тм (инв. № 10103379)	10 705,03					10 705,03
3	Капитальный ремонт Южной тепломагистрали от кол. 26 до т."А", пр. Коммунистический, 62, сооружение № 418тм (инв. № 10103379) ТК26м-ТК27м (замена трубопровода Ду 500 мм - 396 м)	Южная тепломагистраль от кол. 26 до т."А", пр. Коммунистический, 62, сооружение № 418тм (инв. № 10103379)	19 132,55		19 132,55			
4	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК32м - ТК33м, пр. Коммунистический, 96 (замена трубопровода Ду 400 мм - 636 м)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	39 068,91					39 068,91
5	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК 2 - ТК 3 (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 416 м, запорной арматуры Ду 50 мм - 2 шт., Ду 300 мм - 2 шт., Ду 600 мм - 2 шт.)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	27 437,10			27 437,10		
6	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК 3 - ТК 4 (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 428 м, запорной арматуры Ду 50 мм - 7 шт., Ду 100 мм - 2 шт., Ду 300 мм - 2 шт., Ду 600 мм - 2шт.)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	27 457,16			27 457,16		
7	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК 4 - ТК 5б (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 468 м, запорной арматуры Ду 50 мм - 4 шт., Ду 100 мм - 2 шт., Ду 200 мм - 2 шт.)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	27 415,19					27 415,19
8	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК 5б - ТК 6 (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 864 м)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	41 138,10		41 138,10			
9	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК 6 - ТК 7 (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 400 м, запорной арматуры Ду 50 мм - 4 шт., Ду 150 мм - 2 шт.)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	20 613,27			20 613,27		
10	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК 7 - ТК 7а (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 388 м, запорной арматуры Ду 50 мм - 10 шт., Ду 150мм - 2 шт., Ду 200 мм - 2 шт, Ду 30 мм - 2 шт., Ду 600 мм - 2 шт.)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	24 044,96		24 044,96			
11	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК 7а - т."А" (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 400 м, запорной арматуры Ду 50 мм - 7 шт., Ду 150 мм - 2 шт., Ду 300 мм - 2 шт.)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	26 026,08				26 026,08	

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование объекта	Планируемый / предусмотренный объем финансирования итого	в том числе по годам (тыс. руб., с НДС, в ценах периода проведения мероприятий):				
				2026	2027	2028	2029	2030
12	Капитальный ремонт Южной тепломагистрали от уз."Б" до кол. 1/32, 32 квартал, сооружение № 3тс (инв. № 10103400), ТК10м - ТК2/32 (замена трубопровода Ду 400 мм, протяженностью 304 м, запорной арматуры Ду 50 мм - 8 шт., Ду 100 мм - 6 шт., Ду 200 мм - 2 шт, Ду 400 мм - 2 шт.)	Южная тепломагистраль от уз."Б" до кол. 1/32, 32 квартал, сооружение № 3тс (инв. № 10103400)	11 111,61				11 111,61	
13	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), т."А" - ТК34М (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 566 м)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	42 539,80			42 539,80		
14	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК33М - ТК34М (замена трубопровода Ду 350 мм, протяженностью 694 м)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	35 329,57		35 329,57			
15	Капитальный ремонт тепломагистрали городской от Ут-7 до 10 микрорайона, ул. Солнечная, 19, сооружение № 1тм (инв. № 10103485), УТ7 - т."В" (замена трубопровода Ду 700 мм, протяженностью 1 260 м)	Тепломагистраль городская от Ут-7 до 10 микрорайона, ул. Солнечная, 19, сооружение № 1тм (инв. № 10103485)	98 885,48				98 885,48	
16	Капитальный ремонт тепломагистрали городской от Ут-7 до 10 микрорайона, ул. Солнечная, 19, сооружение № 1тм (инв. № 10103485), т."В" - УТ10 (замена трубопровода Ду 700 мм, протяженностью 914 м)	Тепломагистраль городская от Ут-7 до 10 микрорайона, ул. Солнечная, 19, сооружение № 1тм (инв. № 10103485)	74 901,68					74 901,68
17	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 45, 45а, 45 квартал, сооружение № 2 тс (инв. № 10103388), ТК2/45 - ТК11а/45; ТК11/45 - ТК12а/45 (замена трубопроводов Ду 150 мм протяженностью 82 м, Ду 100 мм - 436 м, Ду 80 мм - 190 м, Ду 50 мм - 52 м, запорной арматуры Ду 100 мм - 2 шт., Ду 80 мм - 2 шт., Ду 65 - 2 шт., Ду до 50 мм - 26 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 45, 45а, 45 квартал, сооружение № 2тс (инв. № 10103388)	14 595,89	14 595,89				
18	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 44, 44 квартал, сооружение № 2 тс (инв. № 10103385), ТК5 - ТК7 (замена трубопроводов Ду 125 мм протяженностью 260 м, запорной арматуры Ду 100 мм - 2 шт., Ду 80 мм - 2 шт., Ду 65 - 2 шт., Ду до 50 мм - 18 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 44, 44 квартал, сооружение № 2 тс (инв. № 10103385)	6 654,04	6 654,04				
19	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть от кол. 11/55 до кол. 4/44 и от кол. 23/55 до кол. 14/42, просп. Коммунистический, 25, сооружение № 1 тм (инв. № 10103390), ТК23/55 - ТК4/44 (замена трубопроводов Ду 150 мм протяженностью 200 м, запорной арматуры Ду 150 мм - 2шт., Ду до 50 мм - 4 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть от кол. 11/55 до кол. 4/44 и от кол. 23/55 до кол. 14/42, просп. Коммунистический, 25, сооружение № 1 тм (инв. № 10103390)	4 875,15	4 875,15				
20	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 40 (без уч-ка от кол. 1/40 до кол. 8/40), 40 квартал, сооружение № 2 тс (инв. № 10103397), ТК1 - ТК11 (замена трубопроводов Ду 125 мм протяженностью 225 м, Ду 100 мм - 145, запорной арматуры Ду 125 мм - 2 шт., Ду 65 мм - 2 шт., Ду до 50 мм - 20 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 40 (без уч-ка от кол.1/40 до кол.8/40), 40 квартал, сооружение № 2 тс (инв. № 10103397)	7 735,95	7 735,95				
21	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 40 от кол. 1/40 до кол. 8/40, 40 квартал, сооружение № 3 тс (инв. № 10103401), ТК1 - ТК4 (замена трубопроводов Ду 200 мм протяженностью 280 м, запорной арматуры Ду 200 мм - 2 шт., Ду 80 мм - 2 шт., Ду до 50 мм - 14 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть кв.40 от кол. 1/40 до кол. 8/40, 40 квартал, сооружение № 3тс (инв. № 10103401)	7 449,20	7 449,20				

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование объекта	Планируемый / предусмотренный объем финансирования итого	в том числе по годам (тыс. руб., с НДС, в ценах периода проведения мероприятий):				
				2026	2027	2028	2029	2030
22	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 56, 55, южная часть кв. 54, 53, и перемычка от кол. 2/51 до кол. 1/55, сооружение № 1 тсм (инв. № 10103391), ТК2/53 - ТК5а/53 (замена трубопроводов Ду 100 мм протяженностью 123 м, Ду 80 мм - 100 м, Ду 65 мм - 177 м; запорной арматуры Ду 80 мм - 4 шт., Ду до 50 мм - 26 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 56, 55, южная часть кв. 54, 53, и перемычка от кол. 2/51 до кол. 1/55, сооружение № 1 тсм (инв. № 10103391)	6 988,70	6 988,70				
23	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 41, 42, 41 квартал, сооружение № 2 тс (инв. № 10103393), ТК1/41 - ТК4/41, ТК9/41-ТК10/41, ТК9/41-ТК16/41 (замена трубопроводов Ду 125 мм протяженностью 70 м, Ду 100 мм - 308 м, Ду 80 мм - 302 м, запорной арматуры Ду 125 мм - 2 шт., Ду 100 мм - 2 шт., Ду 80 мм - 2 шт., Ду до 50 мм - 28 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 41, 42, 41 квартал, сооружение № 2 тс (инв. № 10103393)	14 480,35	14 480,35				
24	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 56, 55, южная часть кв. 54, 53, и перемычка от кол. 2/51 до кол. 1/55, сооружение № 1 тсм (инв. № 10103391), ТК7а/56 - ТК8/56, ТК2/56 -ТК3/56, ТК6/56-ТК17/55, ТК9/54-ТК7/54, ТК1/54-ТК10/54 (замена трубопроводов Ду 250 мм протяженностью 521м, Ду 150мм - 309 м, Ду 100 мм - 195 м , Ду 80 мм - 216 м, Ду 50 мм - 19 м, запорной арматуры Ду 250 мм - 2 шт., Ду 150 мм - 2 шт., Ду 125 мм - 2 шт., Ду 100 мм - 6 шт., Ду 80 мм - 14 шт., Ду 65 мм - 2 шт., Ду до 50 мм - 50 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 56, 55, южная часть кв. 54, 53, и перемычка от кол. 2/51 до кол. 1/55, сооружение № 1 тсм (инв. № 10103391)	32 977,12	32 977,12				
25	Капитальный ремонт 3-ей Южной тепломагистрали от Н-57 до УТ-5, Автодорога, 14/11, сооружение № 332 тм (инв. № 10103471), ТП-2 (капитальный ремонт строительной части тепловой камеры; замена трубопроводов Ду100 - 800мм - 70м; замена запорной арматуры Ду 50 мм - 6 шт., Ду 100 мм - 8 шт., Ду 400 мм - 2 шт., Ду 800 мм - 2 шт.)	3-я Южная тепломагистраль от Н-57 до УТ-5, Автодорога, 14/11, сооружение № 332 тм (инв. № 10103471)	19 934,64		19 934,64			
26	Капитальный ремонт наружных инженерные сетей теплоснабжения по адресу: г. Северск, 2-ая Южная тепломагистраль от тп-4 до кол.9 (к-6), ул .Лесная, 21а, сооружение № 475 тм (инв. № 10103428) 2 ЮТМ, ТП-3 по ул. Северная, 1/2 (капитальный ремонт строительной части тепловой камеры; замена трубопроводов Ду100 - 700мм - 33м; замена запорной арматуры Ду до 50 мм - 2 шт., Ду 80мм - 1 шт., Ду 100 мм - 5 шт., Ду 150 мм - 2 шт., Ду 200 мм - 2 шт., Ду 250 мм - 2 шт., Ду 400 мм - 2 шт., Ду 700 мм - 2 шт.)	2-я Южная тепломагистраль от тп-4 до кол. 9 (к-6), ул. Лесная, 21а, сооружение № 475тм (инв. № 10103428)	17 265,80	17 265,80				
ИТОГО:			**675 432,33**	**113 022,20**	**139 579,82**	**134 716,32**	**136 023,17**	**152 090,82**

6.6 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки и участков подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра не предусматриваются.

7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ ТАКИХ СИСТЕМ НА ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

В соответствии с Федеральным законом от 30 декабря 2021 г. N 438-ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон "О теплоснабжении"" который вступил в силу 01.01.2022 года и был опубликован 10.01.2022 года, пункт 9 статьи 29 Федерального закона от 27.10.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается, утратил силу. В соответствии с новыми требованиями:

1) пункт 2 статьи 19 изложен в следующей редакции:

"2. Организации, осуществляющие горячее водоснабжение, холодное водоснабжение с использованием централизованных систем горячего водоснабжения, холодного водоснабжения, обязаны обеспечить соответствие качества горячей и питьевой воды указанных систем санитарно-эпидемиологическим требованиям.";

2) пункт 2 статьи 32 дополнен словами ", если иное не предусмотрено федеральным законом".

Также ФЗ дополнен следующими

1) часть 1 статьи 4 дополнен пунктом 155 следующего содержания:

"155) утверждение порядка определения экономической эффективности перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения;";

2) часть 3 статьи 23 дополнить пунктом 71 следующего содержания:

"71) обязательную оценку экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения в порядке, установленном Правительством Российской Федерации. Без проведения такой оценки схема теплоснабжения не может быть утверждена (актуализирована)."

В соответствии с ФЗ от 30.12.2021 № N 438-ФЗ при актуализации схем теплоснабжения необходимо обеспечить обязательную оценку экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

В рамках разработки Схемы теплоснабжения принято решение реконструировать только те тепловые узлы, для которых подтверждено финансирование на реализацию мероприятий. В связи с отсутствием сведений о планах перевода абонентов с открытой схемой на закрытую, в рамках Схемы теплоснабжения не планируется перевод абонентов на закрытую ГВС. При выполнении очередной актуализации в Схему теплоснабжения могут быть внесены изменения.

8 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

8.1 Перспективные топливные балансы для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории ЗАТО Северск

Для расчета потребления топлива Филиалом АО «РИР» в г. Северске на (в дальнейшем – ТЭЦ) были приняты следующие условия:

- перспективный отпуск электроэнергии рассчитывался для каждой группы оборудования, объединенной по начальным параметрам свежего пара с учетом перспективного числа часов использования установленной электрической мощности (ЧЧИУМ). ЧЧИУМ текущего года принималось, как среднеарифметическое ЧЧИУМ за пять предыдущих лет;
- отпуск электроэнергии в теплофикационном цикле паротурбинных турбоагрегатов будет максимально-возможным, определяемыми их энергетическими характеристиками.

При расчете максимальных часовых расходов разделение по видам топлива выполнено в той же пропорции, что и распределение годовых расходов топлива.

Для расчета перспективного отпуска тепловой энергии принимались значения перспектив-ной тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии, приведенные в Главе 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и теп-ловой нагрузки потребителей» (шифр ПСТ.ОМ.70-22.004.000).

Результаты расчетов перспективных значений отпуска тепловой энергии, выработки элек-троэнергии, средневзвешенных за год удельных расходов топлива на отпущенную тепловую и электрическую энергию, годовых расходов топлива на ТЭЦ АО «РИР» представлены в таблице 8.1.

Прогнозы по отпущенной тепловой энергии и топливопотреблению рассматривались по всем котельным, задействованным в схеме теплоснабжения, с учетом следующих допущений:

1) УРУТы на отпуск тепловой энергии существующими котельными принимались на уровне базового года с учетом установленных ДТР ТО параметров регулирования;

2) ННЗТ представлен для каждого источника рассчитанный от уровня базового года.

Результаты расчетов расходов топлива на котельных приедены в таблицах 8.2–8.5.

Таблица 8.1 – Топливно-энергетический баланс ТЭЦ

Показатель	Ед.изм.	2024 (факт)	2025 (ожид.)	2026 (план)	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
Отпуск тепловой энергии, в том числе	тыс. Гкал	1927,50	1923,94	1876,52	1876,52	1876,52	1876,52	1876,52	1876,52	1876,52	1876,52
из отборов турбин	тыс. Гкал	1787,61	1784,31	1740,32	1740,32	1740,32	1740,32	1740,32	1740,32	1740,32	1740,32
хозяйственные нужды	тыс. Гкал	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20	3,20
Выработка электрической энергии всего, в т.ч.	тыс. МВт*ч	1212,91	1093,98	1085,80	1085,80	1085,80	1085,80	1085,80	1085,80	1085,80	1085,80
на тепловом потреблении	тыс. МВт*ч	614,73	565,12	546,60	546,60	546,60	546,60	546,60	546,60	546,60	546,60
в конденсационном режиме	тыс. МВт*ч	598,19	528,86	539,21	539,21	539,21	539,21	539,21	539,21	539,21	539,21
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс. т.у.т	770,51	745,25	737,78	737,78	737,78	737,78	737,78	737,78	737,78	737,78
на выработку электрической энергии	тыс. т.у.т	428,54	403,10	404,89	404,89	404,89	404,89	404,89	404,89	404,89	404,89
на выработку тепловой энергии	тыс. т.у.т	341,97	342,15	332,88	332,88	332,88	332,88	332,88	332,88	332,88	332,88
Затрачено условного топлива всего, в том числе	тыс. т.у.т	770,51	745,25	737,78	737,78	737,78	737,78	737,78	737,78	737,78	737,78
уголь	тыс. т.у.т	231,04	441,77	427,73	427,73	427,73	427,73	427,73	427,73	427,73	427,73
газ	тыс. т.у.т	535,18	299,91	306,55	306,55	306,55	306,55	306,55	306,55	306,55	306,55
мазут	тыс. т.у.т	4,29	3,57	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
УРУТ на отпуск электрической энергии	г/кВт*ч	435,53	469,56	477,35	477,35	477,35	477,35	477,35	477,35	477,35	477,35
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	177,42	177,84	177,39	177,39	177,39	177,39	177,39	177,39	177,39	177,39

Таблица 8.2 – Перспективный топливный баланс центральной отопительной котельной п. Самусь

Параметр	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
Отпуск тепловой энергии	Гкал	45 499,50	45 499,50	45 499,50	45 499,50	45 499,50	45 499,50	45 499,50	45 499,50	45 499,50	45 499,50
Максимальная часовая нагрузка в зимний период	Гкал/ч	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271
Максимальная часовая нагрузка в летний период	Гкал/ч	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	156,77	156,77	156,77	156,77	156,77	156,77	156,77	156,77	156,77	156,77
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	154,36	154,36	154,36	154,36	154,36	154,36	154,36	154,36	154,36	154,36
Калорийность топлива	ккал/м^3	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900
Топливный эквивалент	--	1,1286	1,1286	1,1286	1,1286	1,1286	1,1286	1,1286	1,1286	1,1286	1,1286
Удельный расход натурального топлива	м^3/Гкал	138,91	138,91	138,91	138,91	138,91	138,91	138,91	138,91	138,91	138,91
Зимний период											
Максимальный часовой расход условного топлива	кг у.т./час	2152,00	2152,00	2152,00	2152,00	2152,00	2152,00	2152,00	2152,00	2152,00	2152,00
Максимальный часовой расход натурального топлива	м^3/час	1906,83	1906,83	1906,83	1906,83	1906,83	1906,83	1906,83	1906,83	1906,83	1906,83
Летний период											
Максимальный часовой расход условного топлива	кг у.т./час	306,25	306,25	306,25	306,25	306,25	306,25	306,25	306,25	306,25	306,25
Максимальный часовой расход натурального топлива	м^3/час	271,36	271,36	271,36	271,36	271,36	271,36	271,36	271,36	271,36	271,36
Годовой расход											
Годовой расход условного топлива	т у.т.	7 132,98	7 132,98	7 132,98	7 132,98	7 132,98	7 132,98	7 132,98	7 132,98	7 132,98	7 132,98
Годовой расход натурального топлива	тыс. м^3	6 320,36	6 320,36	6 320,36	6 538,44	6 320,36	6 320,36	6 320,36	6 320,36	6 320,36	6 320,36

Таблица 8.3 – Перспективный топливный баланс котельной ул. Камышка п. Самусь

Параметр	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
Отпуск тепловой энергии	Гкал	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24
Максимальная часовая нагрузка в зимний период	Гкал/ч	1,1405	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696
Максимальная часовая нагрузка в летний период	Гкал/ч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	181,61	181,61	181,61	181,61	181,61	181,61	181,61	181,61	181,61	181,61
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	179,80	179,80	179,80	179,80	179,80	179,80	179,80	179,80	179,80	179,80
Калорийность топлива	ккал/кг	5100	5067	5067	5067	5067	5067	5067	5067	5067	5067
Топливный эквивалент	--	0,7286	0,7238	0,7238	0,7238	0,7238	0,7238	0,7238	0,7238	0,7238	0,7238
Удельный расход натурального топлива	кг/Гкал	249,27	250,91	250,91	250,91	250,91	250,91	250,91	250,91	250,91	250,91
Зимний период											
Максимальный часовой расход условного топлива	кг у.т./час	207,12	212,42	212,42	212,42	212,42	212,42	212,42	212,42	212,42	212,42
Максимальный часовой расход натурального топлива	кг/час	284,28	293,47	293,47	293,47	293,47	293,47	293,47	293,47	293,47	293,47
Летний период											
Максимальный часовой расход условного топлива	кг у.т./час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход натурального топлива	кг/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Годовой расход											
Годовой расход условного топлива	т у.т.	450,07	450,07	450,07	450,07	450,07	450,07	450,07	450,07	450,07	450,07
Годовой расход натурального топлива	тонн	617,74	621,81	621,81	621,81	621,81	621,81	621,81	621,81	621,81	621,81

Таблица 8.4 – Перспективный топливный баланс котельной п. Орловка

Параметр	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
Отпуск тепловой энергии	Гкал	2 154,86	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15
Максимальная часовая нагрузка в зимний период	Гкал/ч	0,7068	0,7068	0,7068	0,7068	0,7068	0,7068	0,7068	0,7068	0,7068	0,7068
Максимальная часовая нагрузка в летний период	Гкал/ч	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	154,93	154,93	154,93	154,93	154,93	154,93	154,93	154,93	154,93	154,93
УРУТ на выработку тепловой энергии	кг у.т./ Гкал	154,46	154,48	154,48	154,48	154,48	154,48	154,48	154,48	154,48	154,48
Калорийность топлива	ккал/кг	10180	10180	10180	10180	10180	10180	10180	10180	10180	10180
Топливный эквивалент	--	1,4543	1,4543	1,4543	1,4543	1,4543	1,4543	1,4543	1,4543	1,4543	1,4543
Удельный расход натурального топлива	кг/Гкал	106,54	106,54	106,54	106,54	106,54	106,54	106,54	106,54	106,54	106,54
Зимний период											
Максимальный часовой расход условного топлива	кг у.т./час	109,50	109,50	109,50	109,50	109,50	109,50	109,50	109,50	109,50	109,50
Максимальный часовой расход натурального топлива	кг/час	75,30	75,30	75,30	75,30	75,30	75,30	75,30	75,30	75,30	75,30
Летний период											
Максимальный часовой расход условного топлива	кг у.т./час	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83
Максимальный часовой расход натурального топлива	кг/час	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Годовой расход											
Годовой расход условного топлива	т у.т.	333,86	351,10	351,10	351,10	351,10	351,10	351,10	351,10	351,10	351,10
Годовой расход натурального топлива	тонн	229,57	241,42	241,42	241,42	241,42	241,42	241,42	241,42	241,42	241,42

В таблице 8.5 представлены результаты оценки перспективных значений нормативов запасов топлива на период 2022–2035 гг. на ТЭЦ. Результаты расчета нормативных запасов топлива на котельных приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.5 – Нормативные запасы топлива на ТЭЦ на 01 января, тонн натурального топлива, тыс. т.н.т.

Вид топлива	Запасы топлива	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
Уголь	Общий нормативный запас топлива	54,592	56,755	56,755	56,755	56,755	56,755	56,755	56,755	56,755	56,755
Мазут	Нормативный запас вспомогательного топлива	1,269	1,310	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950	0,950

Таблица 8.6 – Нормативные запасы топлива на котельных, тонн натурального топлива, т.н.т.

Котельная (вид топлива)	Запасы топлива	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
ЦОК (мазут/ДТ)	Неснижаемый нормативный запас топлива	121,8	121,8	121,8	121,8	121,8	121,8	121,8	121,8	121,8	121,8
ул. Камышка (уголь)	Неснижаемый нормативный запас топлива	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20	25,20
	Неснижаемый эксплуатационный запас топлива	156,90	156,90	156,90	156,90	156,90	156,90	156,90	156,90	156,90	156,90
	Общий нормативный запас топлива	182,1	182,1	182,1	182,1	182,1	182,1	182,1	182,1	182,1	182,1
п. Орловка (ДТ)	Неснижаемый нормативный запас топлива	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60
	Неснижаемый эксплуатационный запас топлива	32,50	32,50	32,50	32,50	32,50	32,50	32,50	32,50	32,50	32,50
	Общий нормативный запас топлива	38,10	38,10	38,10	38,10	38,10	38,10	38,10	38,10	38,10	38,10

8.2 Вид топлива, потребляемый источниками тепловой энергии, в том числе с использование возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

На начало периода планирования (2024 год) источники тепловой энергии в качестве основного используют следующие виды топлива: природный газ, уголь, дизельное топливо.

Возобновляемые источники энергии и местные виды топлива не используются.

ТЭЦ Филиала АО «РИР» в г. Северск использует в качестве основного топлива каменный уголь. Резервным топливом является природный газ. Вспомогательное топливо – мазут марки М-100 служит для растопки котлов и подсветки факела при работе на угле. Система резервного топливообеспечения находится в исправном состоянии.

ЦОК п. Самусь (МКП «СВК»): основной вид топлива – природный газ.

Котельная по ул. Камышке п. Самусь (МКП «СВК»): основное и резервное топливо котельной – каменный уголь.

Котельная п. Орловка (ООО «Уют Орловка»): основное топливо котельной – природный газ (проектное). Ввиду отсутствия газоснабжения, на котельной в качестве основного и резервного топлива используется дизельное топливо (газойль легкое исо-f-d2).

8.3 Виды топлива, их доля и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Основной вид топлива на ТЭЦ – каменный уголь (природный газ).

ЦОК пос. Самусь (МКП «СВК»)

Основной вид топлива – природный газ.

Поставка природного газа для котельной МКП «СВК» осуществляется по газораспределительной сети ООО «Газпром газораспределение Томск». Транспортировка газа от границы газотранспортной системы до места приема передачи газа осуществляется ООО «Газпром Трансгаз Томск». Данных по протяженности газопровода нет. Расчетная объемная теплота сгорания 7 900 ккал/куб.м. Резервное топливо – мазут, теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо 9 500 ккал/кг.

Котельная по ул. Камышке пос. Самусь (АО «Северский Водоканал» филиал «Теплоснабжение»)

Основное и резервное топливо котельной – каменный уголь. Поставка каменного угля для котельной осуществляется грузовым автомобильным транспортом. Специально оборудованный склад твердого топлива (угля) на котельной отсутствует. Выгрузка топлива осуществляется автомобильным транспортом непосредственно перед зданием котельной, затем по мере необходимости буртуется трактором.

Котельная пос. Орловка (ООО «Уют Орловка»)

Основное топливо котельной – природный газ (проектное). В виду отсутствия газоснабжения на котельной в качестве основного и резервного топлива используется дизельное топливо (газойль легкое исо-f-d2). Закупка дизельного топлива на котельную осуществляется посредством заключения разовых договоров по мере возникновения потребности в поставках. Поставщик дизельного топлива ООО «Инфорс». Поставка дизельного топлива осуществляется автомобильным видом транспорта. Расчетная теплота сгорания дизельного топлива 10200 ккал/кг.

Виды топлива, их доля и среднее значение теплоты сгорания за период планирования схемы приведены в таблице 8.8.

Таблица 8.7 – Виды топлива, их доля и значение низшей теплоты сгорания в системах теплоснабжения

N п/п	Наименование источника	Вид топлива	Виды топлив, их доля										Низшая теплота сгорания, ккал/м³ (ккал/кг)
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	
1	ТЭЦ АО "РИР"	уголь	30,0%	59,3%	58,0%	58,0%	58,0%	58,0%	58,0%	58,0%	58,0%	58,0%	8 336,1
		газ	69,5%	40,2%	41,6%	41,6%	41,6%	41,6%	41,6%	41,6%	41,6%	41,6%	5 546,9
		мазут	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	9 800,0
2	ЦОК МКП "СВК"	уголь	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	--
		газ	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	7 900,0
		мазут	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	--
3	Котельная Камышка МКП "СВК"	уголь	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	5 068,2
		газ	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	--
		мазут	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
4	Котельная ООО "Уют Орловка"	щепа	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	--
		газ	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	--
		ДТ	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	10 180,0

8.4 Преобладающий вид топлива в системе теплоснабжения ЗАТО Северск

Динамика изменения структуры потребления топлива на источниках тепловой энергии показана на рис. 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура расходов топлива

Преобладающим видом топлива в системе теплоснабжения ЗАТО Северск является природный газ (около 70 %). Изменение структуры топливопотребления в основном прогнозируется за счет изменения соотношения сжигаемого топлива на ТЭЦ АО «РИР».

Таблица 8.8 – Сводные данные о расходах условного топлива на энергоисточниках ЗАТО Северск

N ЕТО	Наименование ЕТО	Вид топлива	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
1	АО "РИР"	уголь	тыс. т.у.т	231,04	441,77	427,73	427,73	427,73	427,73	427,73	427,73	427,73	427,73
		газ природный	тыс. т.у.т	535,18	299,91	306,55	306,55	306,55	306,55	306,55	306,55	306,55	306,55
		мазут	тыс. т.у.т	4,29	3,57	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
2	МКП «СВК»	газ природный	тыс. т.у.т	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13	7,13
		уголь	тыс. т.у.т	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
3	ООО "Уют Орловка"	ДТ	тыс. т.у.т	0,33	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
	Всего по ЗАТО Северск	всего, в т.ч.	тыс. т.у.т	778,43	753,19	745,71	745,71	745,71	745,71	745,71	745,71	745,71	745,71
		уголь	тыс. т.у.т	231,49	442,22	428,18	428,18	428,18	428,18	428,18	428,18	428,18	428,18
		газ природный	тыс. т.у.т	542,32	307,04	313,68	313,68	313,68	313,68	313,68	313,68	313,68	313,68
		мазут	тыс. т.у.т	4,29	3,57	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50
		ДТ	тыс. т.у.т	0,33	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35

Таблица 8.9– Сводные данные о расходах натурального топлива на энергоисточниках ЗАТО Северск

N ЕТО	Наименование ЕТО	Вид топлива	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
1	АО "РИР"	уголь	тыс. тонн	279,75	557,86	542,57	542,57	542,57	542,57	542,57	542,57	542,57	542,57
		газ природный	млн. м^3	452,83	251,69	257,26	257,26	257,26	257,26	257,26	257,26	257,26	257,26
		мазут	тыс. тонн	3,07	2,55	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
2	ООО «Тепло Плюс»	газ природный	млн. м^3	6,32	6,32	6,32	6,54	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32
		уголь	тыс. тонн	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62
3	ООО "Уют Орловка"	ДТ	тыс. тонн	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
	Всего по ЗАТО Северск	уголь	тыс. тонн	280,37	558,49	543,19	543,19	543,19	543,19	543,19	543,19	543,19	543,19
		газ природный	млн. м^3	459,15	258,01	263,58	263,80	263,58	263,58	263,58	263,58	263,58	263,58
		мазут	тыс. тонн	3,07	2,55	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
		ДТ	тыс. тонн	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24

8.5 Приоритетное направление развития топливного баланса ЗАТО Северск

В развитии топливного баланса ЗАТО Северск можно выделить следующие приоритетные направления:

- снижение топливной составляющей в себестоимости тепловой и электрической энергии, отпускаемых от ТЭЦ, за счет перехода станции на сжигание непроектных Кузнецких углей марок «ДГ» Талдинского месторождения. Возможность перехода на сжигания других видов топлива обеспечена инвестиционной программой модернизации котлоагрегатов и необходимостью дополнительных инвестиций в реконструкцию системы топливоподачи ТЭЦ.
- перевод котельной пос. Орловка (ООО «Уют Орловка») на проектное топливо (природный газ) вместо используемого в настоящее время дизельного топлива. Для этих целей следует решить вопрос с газоснабжением данной котельной, либо рассмотреть возможность перевода котельной на твердый вид топлива.

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

Обоснования предложений по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии сформированы на основе мероприятий, прописанных в обосновывающих мероприятиях к схеме теплоснабжения: Глава 5 «Мастер-план развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск» и Глава 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии». Стоит учитывать, что стоимость реализации мероприятий по развитию систем теплоснабжения, указанная в схеме, в результате выполнения проектов может быть скорректирована.

Состояние основного оборудования АО «РИР» характеризуется высокой степенью износа и моральным устареванием, что требует обновления оборудования с целью повышения экономичности производства.

Необходимо отметить, что филиал АО «РИР» в Северске осуществляет комбинированную выработку электрической и тепловой энергии. Предусмотренные Схемой теплоснабжения мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников теплоснабжения будут способствовать повышению эффективности всех трех основных направлений деятельности предприятия: производство электрической энергии, производство тепловой энергии в горячей воде и паре. Планируемые капитальные вложения направлены на повышение экономичности и надежности работы организации в целом.

В мероприятия по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии входят следующие группы проектов:

- Модернизация котлоагрегатов;
- Компактизация станции;
- Реконструкция главного паропровода II очереди;
- Техническое перевооружение секции управления и регулирования ТГ ст. № 10;
- Приведение топливоподачи в соответствие требованиям инструкции по обеспечению взрывобезопасности топливоподач и установок для сжигания пылевидного топлива СО 153-34.03.352-2003;
- Приведение ТЭЦ в соответствие СВМ.

Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий инвестиционной программы АО «РИР» в г. Северске приведены в Таблице 2. Стоимость реализации мероприятий по развитию систем теплоснабжения, указанная в схеме, в результате выполнения проектов может быть скорректирована.

Суммарные затраты на реализацию предлагаемых мероприятий по развитию систем теплоснабжения в части источников тепловой энергии, планируемых к реализации в рамках инвестиционной программы АО «РИР» (с учетом предложения по корректировке инвестиционной программы АО «РИР»), 3 310 520,52 тыс. руб., с НДС.

Распределение затрат по периодам (с НДС):

- в период до 2024 г.: 952 700,69 тыс. руб.;
- в период 2024-2026 гг.: 2 275 024,47 тыс. руб.;
- остаток финансирования на следующий период планирования: 82 795,36 тыс. руб.

Кроме того, в настоящее время формируется комплексный план модернизации систем коммунальной инфраструктуры Томской области до 2030 года, в который планируется включить мероприятия по развитию системы теплоснабжения г. Северска в части ТЭЦ г. Северска, не вошедшие в инвестиционную программу АО «РИР», на сумму 769 726,43 тыс. руб., с НДС (без учета профинансированных ранее мероприятий). Перечень указанных мероприятий представлен в Таблице 3, источники финансирования мероприятий подлежат уточнению. Мероприятия, реализуемые в рамках инвестиционной программы АО «РИР», также планируется отразить в комплексном плане модернизации систем коммунальной инфраструктуры Томской области до 2030 года.

Таблица 9.1 – Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий инвестиционной программы АО «РИР» (филиал АО «РИР» в г. Северске) в сфере теплоснабжения (отнесено на тепловую энергию в горячей воде и теплоноситель), в ценах соответствующих лет, тыс. руб., без НДС

№ п/п	Наименование мероприятий	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия (по утвержденной ДТР ТО ИП)	Год окончания реализации мероприятия (предложение по корректировке АО "РИР")	Профинансировано к 2024 году (по утвержденной ДТР ТО ИП)	Профинансировано к 2024 году (предложение по корректировке АО "РИР")	2024 (по утвержденной ДТР ТО ИП)	2024 (предложение по корректировке АО "РИР")	2025 (по утвержденной ДТР ТО ИП)	2025 (предложение по корректировке АО "РИР")	2026 (по утвержденной ДТР ТО ИП)	2026 (предложение по корректировке АО "РИР")	Остаток финансирования (по утвержденной ДТР ТО ИП)	Остаток финансирования (предложение по корректировке АО "РИР")	Итого (по утвержденной ДТР ТО ИП)	Итого (предложение по корректировке АО "РИР")
Группа 3. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников																
3.2. Реконструкция или модернизация существующих объектов системы централизованного теплоснабжения, за исключением тепловых сетей																
3.2.1.	Модернизация котлоагрегатов	2019	2026	2026	678 424,13	675 607,63	349 783,16	349 783,16	129 437,38	129 306,18	397 106,49	326 145,59	0,00	0,00	1 554 751,16	1 480 842,56
3.2.1.1	Модернизация КА№13	2021	2024	2025	445 068,59	445 068,59	123 679,46	123 679,46	0,00	6 406,37	0,00	0,00	0,00	0,00	568 748,05	575 154,42
3.2.1.2	Модернизация КА№14	2022	2025	2025	4 491,48	4 491,48	52 339,17	52 339,17	11 408,28	10 882,48	0,00	0,00	0,00	0,00	68 238,93	67 713,13
3.2.1.3	Модернизация КА№12	2022	2026	2026	168 517,91	168 517,91	121 456,28	121 456,28	118 029,10	111 751,80	357 449,72	326 145,59	0,00	0,00	765 453,01	727 871,58
3.2.1.4	Модернизация КА№15	2022	2026	-	2 816,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	39 656,77	0,00	0,00	0,00	42 473,28	0,00
3.2.1.5	Модернизация КА№16	2022	2024	2025	21 325,34	21 325,34	15 810,17	15 810,17	0,00	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	37 135,51	37 136,23
3.2.1.6	Модернизация КА№18	2022	2024	2025	19 762,39	19 762,39	23 751,01	23 751,01	0,00	257,66	0,00	0,00	0,00	0,00	43 513,40	43 771,06
3.2.1.7	Модернизация КА№21	2022	2024	2025	16 441,91	16 441,91	12 747,07	12 747,07	0,00	7,16	0,00	0,00	0,00	0,00	29 188,98	29 196,14
3.2.2.	Компактизация ТЭЦ	2021	2025	2026	106 303,21	106 303,21	316 472,20	316 472,20	567 081,14	376 500,52	0,00	189 437,28	0,00	0,00	989 856,55	988 713,21
3.2.3.	Реконструкция главного паропровода II очереди	2026	2029	2029	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4 010,48	69 525,87	147 807,15	68 996,13	151 817,63	138 522,00
3.2.4.	Техперевооружение секции управления и регулирования ТГ ст .№ 10	2024	2024	2024	-	0,00	6 318,87	6 318,87	-	0,00	-	0,00	-	-	6 318,87	6 318,87

№ п/п	Наименование мероприятий	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия (по утвержденной ДТР ТО ИП)	Год окончания реализации мероприятия (предложение по корректировке АО "РИР")	Профинансировано к 2024 году (по утвержденной ДТР ТО ИП)	Профинансировано к 2024 году (предложение по корректировке АО "РИР")	2024 (по утвержденной ДТР ТО ИП)	2024 (предложение по корректировке АО "РИР")	2025 (по утвержденной ДТР ТО ИП)	2025 (предложение по корректировке АО "РИР")	2026 (по утвержденной ДТР ТО ИП)	2026 (предложение по корректировке АО "РИР")	Остаток финансирования (по утвержденной ДТР ТО ИП)	Остаток финансирования (предложение по корректировке АО "РИР")	Итого (по утвержденной ДТР ТО ИП)	Итого (предложение по корректировке АО "РИР")
3.2.5.	Приведение топливоподачи в соответствие требованиям инструкции по обеспечению взрывобезопасности топливоподач и установок для сжигания пылевидного топлива СО 153-34.03.352-2003	-	-	2027	-	8 872,04	-	0,00	-	25 567,40	-	54 840,54	-	-	-	89 279,98
3.2.6.	Приведение ТЭЦ в соответствие СВМ	-	-	2025	-	3 134,36	-	0,00	-	51 956,11	-	0,00	-	-	-	55 090,47
Всего по группе 3					**784 727,34**	**793 917,24**	**672 574,23**	**672 574,23**	**696 518,52**	**583 330,21**	**401 116,97**	**639 949,28**	**147 807,15**	**68 996,13**	**2 702 744,21**	**2 758 767,10**

**Финансирование мероприятий инвестиционной программы указано в доле отнесения общей стоимости мероприятий на тепловую энергию в горячей воде и теплоноситель.*

Таблица 9.2 – Финансовые потребности в реализацию проектов по развитию системы теплоснабжения в части ТЭЦ г. Северска, планируемых к реализации в рамках комплексного плана модернизации систем коммунальной инфраструктуры Томской области до 2030 года, тыс. руб., с НДС

№ п/п	Наименование мероприятия	Срок начала реализации мероприятия	Срок окончания реализации мероприятия	Планируемый / предусмотренный объем финансирования итого:	в том числе по годам (тыс. руб., с НДС, в ценах периода проведения мероприятий):						
					Профинансировано до 2025 года	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП 10 ст. № 15	2024	2025	17 437,04	6 211,04	11 226,00					
2	Капитальный ремонт Турбины ВТ-25-3 ст. № 7	2024	2025	28 116,22	17 289,33	10 826,89					
3	Капитальный ремонт Турбины ВКТ-100 ст. № 11	2024	2025	23 177,96	16 378,35	6 799,62					
4	Капитальный ремонт Котлоагрегата Е-230-9.8-510 ст. № 5	2025	2025	42 515,62		42 515,62					
5	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП230 ст. № 10	2025	2025	42 515,62		42 515,62					
6	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП 10 ст. № 14	2025	2025	42 515,62		42 515,62					

№ п/п	Наименование мероприятия	Срок начала реализации мероприятия	Срок окончания реализации мероприятия	Планируемый / предусмотренный объем финансирования итого:	в том числе по годам (тыс. руб., с НДС, в ценах периода проведения мероприятий):						
					Профинансировано до 2025 года	2025	2026	2027	2028	2029	2030
7	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП230 ст. № 11	2026	2026	51 018,74			51 018,74				
8	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП 12 ст. № 18	2027	2027	51 018,74				51 018,74			
9	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП230 ст. № 6	2028	2028	51 018,74					51 018,74		
10	Капитальный ремонт Котлоагрегата Е-230-9.8-510 ст. № 16	2028	2028	51 018,74					51 018,74		
11	Капитальный ремонт Турбины Т-100(115)-8,8 ст. № 10	2028	2028	44 272,80					44 272,80		
12	Капитальный ремонт Турбины Р-12-90/16М ст. № 15	2028	2028	30 500,00					30 500,00		
13	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП230 ст. № 7	2029	2029	51 018,74						51 018,74	
14	Капитальный ремонт Турбины Тп-100/110-90 ст. № 13	2029	2029	44 272,80						44 272,80	
15	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП230 ст. № 2	2029	2029	51 018,74						51 018,74	
16	Капитальный ремонт Котлоагрегата Е-230-9.8-510 ст. № 5	2030	2030	51 726,75							51 726,75
17	Капитальный ремонт Котлоагрегата ТП 10 ст. № 15	2030	2030	51 726,75							51 726,75
18	Капитальный ремонт Котлоагрегата БКЗ-210 ст. № 21	2030	2030	51 726,75							51 726,75
19	Капитальный ремонт Турбины Р-12-90/16М ст. № 9	2030	2030	32 988,80							32 988,80
ИТОГО:				**809 605,16**	**39 878,72**	**156 399,35**	**51 018,74**	**51 018,74**	**176 810,28**	**146 310,28**	**188 169,04**

В части мероприятий по модернизации источников теплоснабжения внегородских территорий ЗАТО Северск на 2025 год запланирован к проведению капитальный ремонт кровли здания котельной, расположенной по адресу: Томская область, ЗАТО Северск, пос. Самусь, ул. Набережная, 7. Объем финансирования, предусмотренный на мероприятие, - 6 316,49 тыс. руб.

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

Следует отметить, что в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», схема теплоснабжения является предпроектным документом, на основании которого осуществляется развитие систем теплоснабжения муниципального образования. Стоимость реализации мероприятий по развитию систем теплоснабжения, указанная в схеме, в результате выполнения проектов может быть существенно скорректирована под влиянием различных факторов.

В рамках реализации актуализированной схемы теплоснабжения планируется реконструкция, капитальный ремонт тепловых сетей с заменой изношенных трубопроводов. Мероприятия по замене участков тепловых сетей представлены в Главе 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей».

Суммарные затраты на реализацию предлагаемых мероприятий по развитию систем теплоснабжения в части тепловых сетей г. Северска на период 2026-2045 гг. составляют 1 971 332,55 тыс. руб., с НДС, в том числе на реализацию мероприятий:

- по развитию системы теплоснабжения в части тепловых сетей и теплосетевого хозяйства г. Северска, планируемых к реализации в рамках инвестиционной программы ОАО ТС – 27 872,25 тыс. руб. (таблица 9.3). Инвестиционная программа на 2026-2030 гг. представлена в соответствии с предложением ресурсоснабжающей организации;
- по развитию системы теплоснабжения в части тепловых сетей и теплосетевого хозяйства г. Северска, частичное финансирование которых запланировано за счет тарифных источников, а также с привлечением бюджетных средств (при их наличии) – 1 268 027,97 тыс. руб. (таблица 9.4);
- по развитию системы теплоснабжения в части тепловых сетей и теплосетевого хозяйства г. Северска, планируемых к реализации в рамках комплексного плана модернизации систем коммунальной инфраструктуры Томской области до 2030 года, при наличии финансирования из бюджетов бюджетной системы РФ – 675 432,33 тыс. руб. (таблица 9.5).

Таблица 9.3 – Финансовые потребности в реализацию мероприятий по развитию системы теплоснабжения в части тепловых сетей и теплосетевого хозяйства г. Северска, планируемых к реализации в рамках инвестиционной программы ОАО ТС, тыс. руб., с НДС

№ п/п	Наименование мероприятий	Основные технические характеристики								Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Расходы на реализацию мероприятий в прогнозных ценах, тыс. руб. (с НДС)									
		Наименование и назначение показателя										Плановые расходы				Финансирование, в т.ч. по годам					Остаток финансирования
		до реализации мероприятия				после реализации мероприятия						Всего	в том числе:		Профинансировано к 2026	2026	2027	2028	2029	2030	
		Тепловая сеть			Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Тепловая сеть			Тепловая нагрузка, Гкал/ч				ПИР	СМР							
		Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, км	Способ прокладки		Условный диаметр, мм	Протяженность в однотрубном исчислении, км	Способ прокладки													
Группа 3.1. Реконструкция или модернизация существующих объектов в целях снижения уровня износа существующих объектов и (или) поставки энергии от разных источников																					
3.1.1	Реконструкция существующих тепловых сетей в целях снижения уровня износа объекта системы централизованного теплоснабжения	100	0,714	в канале	0,93	100	0,382	в канале	0,93	2026	2027	9120,57	1096,38	8024,19	0	1096,38	8024,19				9120,57
3.1.2	Модернизация существующих тепловых сетей в целях снижения уровня износа объекта системы централизованного теплоснабжения	1000	0,02	надземная	810	1000	0,02	надземная	810	2028	2030	18751,67	2047,63	16704,04	0			2047,63	8819,70	7884,35	18751,67
Всего по группе 3												**27 872,25**	**3 144,01**	**24 728,24**	**-**	**1 096,38**	**8 024,19**	**2 047,63**	**8 819,70**	**7 884,35**	**27 872,25**
ИТОГО по программе												**27 872,25**	**3 144,01**	**24 728,24**	**-**	**1 096,38**	**8 024,19**	**2 047,63**	**8 819,70**	**7 884,35**	**27 872,25**

Таблица 9.4 – Финансовые потребности в реализацию мероприятий по развитию системы теплоснабжения в части тепловых сетей и теплосетевого хозяйства г. Северска, частичное финансирование которых запланировано за счет тарифных источников, а также с привлечением бюджетных средств (при их наличии), тыс. руб., с НДС

№ п/п	Наименование тепловой сети, адрес расположения	Условный диаметр труб, Ду, мм	Протяженность теплосети в 2-х трубном исполнении, м	Год / период проведения мероприятия	Шифр использованной в расчете расценки	Стоимость на единицу измерения (СМР, ПИР), тыс. руб., без НДС	Единица измерения	Кпер	Креg.1	Индекс-дефлятор	ИТОГО финансовая потребность, тыс. руб. (СМР, ПИР), тыс. руб., с НДС
1	Наружная теплосеть к ж/д 33-18, Калинина, 105	65	18,00	2026	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,05	481,18
2	Наружная теплосеть к ж/д 1-54, Первомайская, 9	50	60,00	2026	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,05	1 233,81
3	Наружная теплосеть к ж/д 6 - 3, Калинина, 6	80	22,00	2026	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,05	723,83
4	Наружная теплосеть к ж/д 7 - 3, Калинина, 8	80	18,00	2026	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,05	592,23
5	Наружная теплосеть к ж/д 8-46, Комсомольская, 24а	50	101,00	2026	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,05	2 076,91
6	Наружная теплосеть к ж/д 4-46, Комсомольская, 26	50	18,00	2026	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,05	370,14
7	Наружная теплосеть к ж/д 1 - 4, Коммунистический, 2	50	76,00	2026	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,05	1 562,82
8	2-я Южная Тепломагистраль ТК-3 - ТК-4	600	420,00	2026	13-07-003-07	117 148,54	1 км	1,02	1,02	1,05	64 499,61
9	Теплосеть кв. 28, сооружение № 2тс	50	131,20	2026	13-07-003-01	17 612,96	1 км	1,02	1,02	1,05	3 029,26
10	Теплосеть кв. 47, 48; 47 квартал, сооружение № 2тс	50	138,95	2026	13-07-003-01	17 612,96	1 км	1,02	1,02	1,05	3 208,20
11	2-я Южная Тепломагистраль ТК-5-Т.А	600	400,00	2026	13-07-003-07	117 148,54	1 км	1,02	1,02	1,05	61 428,20
12	Теплосеть кв. 22, 22 квартал, сооружение № 2тс	70	60,10	2026	13-07-003-01	24 658,14	1 км	1,02	1,02	1,05	1 942,70
13	Наружная теплосеть к ж/д 37-19, Калинина, 48	100	132,00	2026	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,05	4 627,68
14	Теплосеть кв. 29, 30, квартал 29, сооружение № 2тс	40	36,36	2026	13-07-003-01	14 090,37	1 км	1,02	1,02	1,05	671,61
15	Теплосеть кв. 29, 30, квартал 29, сооружение № 2тс	50	19,15	2026	13-07-003-01	17 612,96	1 км	1,02	1,02	1,05	442,15
16	Наружная теплосеть к ж/д 32-18, Калинина, 103	100	150,00	2027	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,10	5 509,14
17	Наружная теплосеть к ж/д, Коммунистический, 103	150	257,00	2027	13-14-001-04	32 311,78	1 км	1,02	1,02	1,10	11 404,29
18	Теплосеть по ул. Лесная от кол. 1/50 до кол. 8/50, ул. Лесная, сооружение № 465тс	80	68,42	2027	13-07-003-01	28 180,73	1 км	1,02	1,02	1,10	2 647,95
19	Теплосеть от К-9 до жилого дома Ленина № 92 (к пристройке фитиля), ул. Ленина, 92, сооружение № 1тс	250	25,00	2027	13-07-003-06	57 042,69	1 км	1,02	1,02	1,10	1 958,46
20	Теплосеть по ул. Парковая от ТК-5а до ж/дома Парковая № 14, ул. Парковая, 14, сооружение №1тс	150	77,50	2027	13-07-003-04	41 791,19	1 км	1,02	1,02	1,10	4 447,96
21	Тепловая сеть (тепловой ввод) ул. Первомайская, 1 к стрелковому тиру "Янтарь"	80	18,00	2027	13-07-003-01	28 180,73	1 км	1,02	1,02	1,10	696,62
22	Наружная теплосеть к ж/д 31-19, Царевского, 10	100	127,00	2027	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,10	4 664,41
23	Тепловая сеть (тепловой ввод) ул. Парковая, 9 (СЭЛС)	50	22,00	2027	13-07-003-01	17 612,96	1 км	1,02	1,02	1,10	532,14
24	Наружная теплосеть к ж/д , Первомайская, 32	100	101,00	2027	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,10	3 709,49
25	Наружная теплосеть к ж/д, Первомайская, 34	50	42,00	2027	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,10	904,79
26	2-я Южная Тепломагистраль Т.А-ТК-5	600	437,00	2028	13-07-003-07	117 148,54	1 км	1,02	1,02	1,15	73 501,76
27	Тепловая сеть (ввод) ул. Ленина, 104б	65	25,00	2028	13-07-003-01	22 896,84	1 км	1,02	1,02	1,15	821,85
28	Тепловая сеть (ввод) пр. Коммунистический, 57а	50	7,00	2028	13-07-003-01	17 612,96	1 км	1,02	1,02	1,15	177,01
29	Наружная теплосеть к ж/д 13-19, Курчатова, 13	65	18,00	2028	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,15	527,01
30	Наружная теплосеть к ж/д 15-19, Курчатова, 15	65	27,00	2028	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,15	790,52
31	2-я Южная Тепломагистраль Т.А-ТК-5	600	400,00	2029	13-07-003-07	117 148,54	1 км	1,02	1,02	1,20	70 203,65
32	Ул. Лесная, 6а, сооружение т/сети от К-2 до ТК-2: от Т-8 до ТК-2; от ТК-2 до ТК-3; от ТК-3 до ТК-4	100	133,00	2029	13-07-003-02	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,20	6 683,91
33	Наружная теплосеть к ж/д 17-10, Победы, 21	80	72,00	2029	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,20	2 707,32
34	Наружная теплосеть к ж/д 17-10, Победы, 21	125	87,00	2029	13-14-001-03	29 513,63	1 км	1,02	1,02	1,20	3 846,85
35	Реконструкция теплосети к АТС-4 от УТ-1 до Н-4, пр. Коммунистический, 72, сооружение № 3тс	125	36,90	2029	13-07-003-03	36 510,80	1 км	1,02	1,02	1,20	2 018,42
36	Наружная теплосеть к ж/д 2-24, Коммунистический, 52	80	18,00	2029	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,20	676,83
37	Наружная теплосеть к ж/д 20-22, Ленина, 84	65	27,00	2030	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,25	859,26
38	Наружная теплосеть к ж/д 28-22, Царевского, 2	150	89,00	2030	13-14-001-04	32 311,78	1 км	1,02	1,02	1,25	4 487,89
39	Наружная теплосеть к ж/д 27-22, Царевского, 4	65	138,00	2030	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,25	4 391,76
40	Тепловая сеть от УТ-2 до К-12 и УТ-2, ул. Лесная, 3а, сооружение № 367т	400	210,00	2030	13-07-003-07	78 099,03	1 км	1,02	1,02	1,25	25 595,08
41	Теплотрасса от УТ-2 до ПНС-2, ул. Парусинка, 26, сооружение № 2тс	150	70,00	2030	13-07-003-04	41 791,19	1 км	1,02	1,02	1,25	4 565,35
42	Тепловая сеть ж/д 14/11	80	45,00	2030	13-07-003-01	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,25	2 355,70

№ п/п	Наименование тепловой сети, адрес расположения	Условный диаметр труб, Ду, мм	Протяженность теплосети в 2-х трубном исполнении, м	Год / период проведения мероприятия	Шифр использованной в расчете расценки	Стоимость на единицу измерения (СМР, ПИР), тыс. руб., без НДС	Единица измерения	Кпер	Крег.1	Индекс-дефлятор	ИТОГО финансовая потребность, тыс. руб. (СМР, ПИР), тыс. руб., с НДС
43	Теплосеть от УТ 1 до ж/д 18/11	200	268,00	2031	13-07-003-05	52 255,40	1 км	1,02	1,02	1,30	22 729,55
44	Теплосеть от К-13 до роддома	150	315,90	2031	13-07-003-04	41 791,19	1 км	1,02	1,02	1,30	21 426,90
45	Теплосеть на участке от ж/д Чайковского, 21 до ж/д Чайковского, 23; Чайковского, 21, сооружение 1 тм	50	34,00	2031	13-07-003-01	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,30	1 851,06
46	Наружная теплосеть к ж/д 26-11, Калинина, 86	65	109,00	2031	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,30	3 607,61
47	Наружная теплосеть к ж/д 26-11, Калинина, 86	100	54,00	2031	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,30	2 343,89
48	Наружная теплосеть к ж/д 25-11, Калинина, 84	100	268,00	2032	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,36	12 169,53
49	Наружная теплосеть к ж/д 7а-18, Северная, 2а	65	116,00	2032	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,36	4 016,49
50	Участок тепловой сети к зданию гаража ул. Калинина, 25	50	34,00	2032	13-07-003-01	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,36	1 936,49
51	Наружная теплосеть к ж/д 5 - 28, Транспортная, 72	50	100,00	2032	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,36	2 663,45
52	Ввод сети теплоснабжения ул. Крупская, 11, сооружение № 2	100	14,65	2032	13-07-003-02	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,36	834,40
53	Наружная теплосеть к ж/д 103, Парковая, 10	50	62,00	2032	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,36	1 651,34
54	Наружная теплосеть к ж/д 9-52, Пионерская, 14	65	81,00	2032	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,36	2 804,62
55	Наружная теплосеть к ж/д 7-52, Горького, 9а	80	80,00	2032	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,36	3 409,22
56	Наружная теплосеть к ж/д 38-9, Победы, 4	100	89,00	2032	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,36	4 041,37
57	Теплосеть МДОУ "Детский сад № 58 Родничок", пр. Южный, 4	100	135,00	2032	13-07-003-02	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,36	7 689,01
58	Наружная теплосеть к ж/д 10 - 28, Калинина, 61	50	36,00	2032	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,36	958,84
59	Наружная теплосеть к ж/д 19 - 28, Строителей, 3	50	18,00	2032	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,36	479,42
60	Наружная теплосеть к ж/д 23-13, Калинина, 75	80	145,00	2033	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,42	6 451,83
61	Наружная теплосеть к ж/д 2-13а, Кирова, 14	80	116,00	2033	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,42	5 161,46
62	Наружная теплосеть к ж/д 3-33, Калинина, 13	80	114,00	2033	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,42	5 072,47
63	Теплосеть МДОУ КВ "Детский сад № 27 Елочка", ул. Крупской, 30	50	75,00	2033	13-07-003-01	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,42	4 460,13
64	Наружная теплосеть к ж/д 9-22, Коммунистический, 80	65	148,00	2033	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,42	5 350,57
65	Наружная теплосеть к ж/д 10-24, Ленина, 64	50	9,00	2033	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,42	250,29
66	Наружная теплосеть к ж/д 14-46, Пушкина, 8	50	20,00	2033	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,42	556,19
67	Наружная теплосеть к ж/д 11-22, Коммунистический, 84	65	18,00	2033	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,42	650,74
68	Наружная теплосеть к ж/д 29-23, Коммунистический, 83	150	141,00	2033	13-14-001-04	32 311,78	1 км	1,02	1,02	1,42	8 077,00
69	Наружная теплосеть к ж/д 1-22, Царевского, 6	150	78,00	2033	13-14-001-04	32 311,78	1 км	1,02	1,02	1,42	4 468,13
70	Теплосеть МДОУ "Детский сад №37", пр. Коммунистический, 80а	65	115,00	2033	13-07-003-01	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,42	6 838,87
71	Наружная теплосеть к ж/д 9-28, Московская, 10	50	22,00	2034	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,48	637,66
72	Наружная теплосеть к ж/д 14-28, Калинина, 53	50	18,00	2034	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,48	521,72
73	Наружная теплосеть к ж/д 5-9, Южный проезд, 15	80	123,00	2034	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,48	5 704,18
74	Наружная теплосеть к ж/д 5-54, Первомайская, 15	50	36,00	2034	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,48	1 043,45
75	Наружная теплосеть к ж/д 11-53, Пушкина, 1	50	47,00	2034	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,48	1 362,28
76	Теплосеть от К12И до ж/д Октябрьская, 4, 6, Чайковского, 2, Набережная, 24, 26, 17, Бр. Иглаковых, 19, соор. №4тм	100	674,00	2034	13-07-003-02	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,48	41 775,29
77	Наружная теплосеть к ж/д 41-18, Северная, 24	65	109,00	2034	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,48	4 107,13
78	Наружная теплосеть к ж/д 11-36, Коммунистический, 55	80	136,00	2034	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,48	6 307,06
79	Наружная теплосеть к ж/д 3-4, Коммунистический, 20	50	91,00	2034	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,48	2 637,60
80	Наружная теплосеть к ж/д 14-44, Ленина, 14	50	100,00	2034	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,48	2 898,46
81	Наружная теплосеть к ж/д 3-4, Коммунистический, 6	65	92,00	2034	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,48	3 466,56
82	Наружная теплосеть к ж/д 41-19, Калинина, 62	150	147,00	2035	13-14-001-04	32 311,78	1 км	1,02	1,02	1,54	9 132,31
83	Наружная теплосеть к ж/д 42-19, Калинина, 64	200	217,00	2035	13-14-001-05	34 706,51	1 км	1,02	1,02	1,54	14 480,15
84	Наружная теплосеть к ж/д 42-61, Коммунистический, 129	65	60,00	2035	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,54	2 352,46
85	Наружная теплосеть к ж/д 4-51, Первомайская, 7	50	150,00	2035	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,54	4 523,95
86	Наружная теплосеть к ж/д 40-19, Калинина, 60	100	109,00	2035	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,54	5 604,64

№ п/п	Наименование тепловой сети, адрес расположения	Условный диаметр труб, Ду, мм	Протяженность теплосети в 2-х трубном исполнении, м	Год / период проведения мероприятия	Шифр использованной в расчете расценки	Стоимость на единицу измерения (СМР, ПИР), тыс. руб., без НДС	Единица измерения	Кпер	Крег.1	Индекс-дефлятор	ИТОГО финансовая потребность, тыс. руб. (СМР, ПИР), тыс. руб., с НДС
87	Теплосеть кв. 22 от кол. 4, 5, 6, 22 квартал, сооружение № 3тс	80	39,50	2035	13-07-003-01	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,54	2 547,51
88	Теплосеть от К-9 до жилого дома Ленина № 92 (к пристройке фитиля), ул. Ленина, 92, сооружение № 1тс	100	50,00	2035	13-07-003-02	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,54	3 224,69
89	Теплосеть от колодца УТ-1 до узла ввода жил. Дома № 36/9, 9 квартал, сооружение № 509тс	125	37,00	2035	13-07-003-03	36 510,80	1 км	1,02	1,02	1,54	2 597,32
90	Наружная теплосеть к ж/д 7-43, Ленина, 20	50	105,00	2036	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,61	3 310,71
91	Теплосеть кв. 39, 39 квартал, сооружение № 2тс	150	66,50	2036	13-07-003-04	41 791,19	1 км	1,02	1,02	1,61	5 586,17
92	Теплосеть шк. № 76 (ул. Парковая, 2а)	108	116,00	2036	13-07-003-02 13-07-003-03	34 493,45	1 км	1,02	1,02	1,61	8 042,70
93	Наружная теплосеть к ж/д 15-35, Советская, 30	80	163,00	2036	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,61	8 223,18
94	Теплосеть кв. 32, 32 квартал, сооружение № 2тс (от тк-5 до тк-7)	250	351,02	2036	13-07-003-06	57 042,69	1 км	1,02	1,02	1,61	40 247,54
95	Теплосеть кв. 29, 30, квартал 29, сооружение № 2тс	80	186,80	2037	13-07-003-01	28 180,73	1 км	1,02	1,02	1,67	10 975,57
96	Теплосеть "Природ. парк" от тепл. узла по ул. Мира, 25 до зоопарка	100	220,00	2037	13-07-003-02	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,67	15 386,40
97	Наружная теплосеть к ж/д 29-18, Курчатова, 21	65	145,00	2037	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,67	6 165,02
98	Наружная теплосеть к ж/д 11-40, Ленина, 36	80	101,00	2037	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,67	5 285,23
99	Наружная теплосеть к ж/д 10-43, Ленина, 16	80	118,00	2037	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,67	6 174,83
100	Наружная теплосеть к ж/д 18-3, Калинина, 16	50	80,00	2037	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,67	2 616,45
101	Наружная теплосеть к ж/д 61-19, Калинина, 54б	80	101,00	2037	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,67	5 285,23
102	Наружная теплосеть к ж/д 23-15, Ленина, 100	80	112,00	2038	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,75	6 141,61
103	Наружная теплосеть к ж/д 28-18, Курчатова, 19	65	25,00	2038	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,75	1 113,85
104	Наружная теплосеть к ж/д 29-13, Кирова, 7	50	217,00	2038	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,75	7 437,11
105	Наружная теплосеть к ж/д 10-47, Пушкина, 4	50	101,00	2038	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,75	3 461,51
106	Тепловая сеть от ТК-10/42 до строения № 2 (сооружение № 1тс) - тепловая сеть (ввод) Музыкальный театр, пр. Коммунистический, 39	65	65,00	2038	13-07-003-01	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,75	4 763,75
107	Теплосеть кв. 39, 39 квартал, сооружение № 2тс	100	69,50	2038	13-07-003-02	33 544,11	1 км	1,02	1,02	1,75	5 093,55
108	Наружная теплосеть к ж/д 1-31, Транспортная, 20	80	123,00	2038	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,75	6 744,81
109	Наружная теплосеть к ж/д 20-44, Ленина, 4	50	91,00	2038	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,75	3 118,79
110	Наружная теплосеть к ж/д 20-46, Пушкина, 12а	50	91,00	2038	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,75	3 118,79
111	т/с от 44/тк-17 до 44/тк-18	150	66,00	2039	13-07-003-04	41 791,19	1 км	1,02	1,02	1,82	6 267,32
112	т/с от 52/тк-5 до 52/тк-8	125	118,48	2039	13-07-003-03	36 510,80	1 км	1,02	1,02	1,82	9 829,23
113	Наружная теплосеть к ж/д 7-41, Ленина, 32	80	42,00	2039	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,82	2 395,23
114	участок т/с от 29/тк-9 до 29/тк-/10	125	100,00	2039	13-07-003-03	36 510,80	1 км	1,02	1,02	1,82	8 296,11
115	Наружная теплосеть к ж/д 1-4, Коммунистический, 33	50	127,00	2039	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,82	4 526,70
116	участок т/с от 34/тк-2 до 34/тк-4	150	170,60	2039	13-07-003-04	41 791,19	1 км	1,02	1,02	1,82	16 200,06
117	Наружная теплосеть к ж/д 6-13, Транспортная, 84	50	92,00	2039	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,82	3 279,18
118	Наружная теплосеть к ж/д 10-15, Коммунистический, 98	100	107,00	2039	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	1,82	6 502,13
119	Теплосеть к ателье трикотажных и ковровых изделий кв. 23а, ул. Победы, 37, сооружение № 1тм	200	203,00	2040	13-07-003-05	52 255,40	1 км	1,02	1,02	1,90	25 163,00
120	Наружная теплосеть к ж/д 12-15, Курчатова, 8	80	172,00	2040	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,90	10 240,20
121	участок т/с от 42/тк-8а до 42/тк-8в	300	165,70	2040	13-07-003-07	58 574,27	1 км	1,02	1,02	1,90	23 023,14
122	Наружная теплосеть к ж/д 2-32, Свердлова, 5	50	145,00	2040	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,90	5 395,45
123	Наружная теплосеть к ж/д 25-13, Кирова, 11	50	46,00	2040	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,90	1 711,66
124	Наружная теплосеть к ж/д 14-40, Маяковского, 5	50	56,00	2040	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,90	2 083,76
125	Наружная теплосеть к ж/д 18-46, Коммунистический, 9	65	45,00	2040	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,90	2 176,79
126	Наружная теплосеть к ж/д 5-46, Коммунистический, 1	65	43,00	2040	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,90	2 080,04
127	Наружная теплосеть к ж/д 16-34, 40 лет Октября, 13	50	100,00	2040	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,90	3 721,00
128	Наружная теплосеть к ж/д 13-15, Курчатова, 6	80	98,00	2041	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,98	6 080,19
129	т/с от 51/тк-3 до 51/тк-4	400	185,38	2041	13-07-003-07	78 099,03	1 км	1,02	1,02	1,98	35 789,47
130	Наружная теплосеть к ж/д 4-49, Лесная, 4	80	81,00	2041	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,98	5 025,47

№ п/п	Наименование тепловой сети, адрес расположения	Условный диаметр труб, Ду, мм	Протяженность теплосети в 2-х трубном исполнении, м	Год / период проведения мероприятия	Шифр использованной в расчете расценки	Стоимость на единицу измерения (СМР, ПИР), тыс. руб., без НДС	Единица измерения	Кпер	Крег.1	Индекс-дефлятор	ИТОГО финансовая потребность, тыс. руб. (СМР, ПИР), тыс. руб., с НДС
131	Наружная теплосеть к ж/д 9-46, Комсомольская, 22а	50	91,00	2041	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	1,98	3 528,68
132	Наружная теплосеть к ж/д 16-41, Ленина, 24	65	136,00	2041	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,98	6 855,73
133	Наружная теплосеть к ж/д 3-24, Коммунистический, 54	80	203,00	2041	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	1,98	12 594,69
134	Наружная теплосеть к ж/д 31-23, Куйбышева, 9	65	163,00	2041	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	1,98	8 216,80
135	Наружная теплосеть к ж/д 23-16, Калинина, 78	65	232,00	2042	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,07	12 226,67
136	Наружная теплосеть к ж/д 58-23а, Куйбышева, 4	65	179,00	2042	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,07	9 433,51
137	Наружная теплосеть к ж/д 7-50, Горького, 33	150	114,00	2042	13-14-001-04	32 311,78	1 км	1,02	1,02	2,07	9 519,58
138	Наружная теплосеть к ж/д 15-16, Калинина, 68	100	326,00	2042	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	2,07	22 531,40
139	Наружная теплосеть к ж/д 1-5, Первомайская, 24	50	109,00	2042	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	2,07	4 418,79
140	Наружная теплосеть к ж/д 40-16, Коммунистический, 121	125	293,00	2043	13-14-001-03	29 513,63	1 км	1,02	1,02	2,16	23 319,84
141	Наружная теплосеть к ж/д 2а-18, Кирова, 12а	65	167,00	2043	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,16	9 183,75
142	Наружная теплосеть к ж/д 44-22, Коммунистический, 84б	80	167,00	2043	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	2,16	11 303,07
143	Наружная теплосеть к ж/д 9-56, Пушкина, 9	50	90,00	2043	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	2,16	3 807,17
144	Наружная теплосеть к ж/д 8-4, Мира, 7	50	63,00	2043	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	2,16	2 665,02
145	Наружная теплосеть к ж/д 29-9, Коммунистический, 122	200	101,00	2043	13-14-001-05	34 706,51	1 км	1,02	1,02	2,16	9 452,96
146	Наружная теплосеть к ж/д 106-5, Парковая, 8	50	45,00	2043	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	2,16	1 903,59
147	Наружная теплосеть к ж/д 61-19, Калинина, 52а	100	195,00	2044	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	2,25	14 649,31
148	участок т/с от 47/тк-4 до 47/тк-9	200	142,00	2044	13-07-003-05	52 255,40	1 км	1,02	1,02	2,25	20 844,12
149	Наружная теплосеть к ж/д 19-44, Ленина, 6	50	100,00	2044	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	2,25	4 406,45
150	Наружная теплосеть к ж/д 132-22, Коммунистический, 74	65	91,00	2044	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,25	5 212,83
151	Наружная теплосеть к ж/д 53-23, Царевского, 3	65	58,00	2044	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,25	3 322,46
152	Наружная теплосеть к ж/д 3-13а, Калинина, 87	100	83,00	2044	13-14-001-02	26 743,52	1 км	1,02	1,02	2,25	6 235,35
153	Наружная теплосеть к ж/д 12-19, Курчатова, 11	65	45,00	2044	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,25	2 577,77
154	Наружная теплосеть к ж/д 7-15, Курчатова, 24	80	145,00	2044	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	2,25	10 222,96
155	Наружная теплосеть к ж/д В1-25, Коммунистический, 50	150	139,00	2045	13-14-001-04	32 311,78	1 км	1,02	1,02	2,35	13 177,26
156	Наружная теплосеть к ж/д 22-18, Калинина, 97	80	154,00	2045	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	2,35	11 340,05
157	Наружная теплосеть к ж/д 13-16, Курчатова, 42	80	145,00	2045	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	2,35	10 677,32
158	Наружная теплосеть к ж/д 8а-23, Куйбышева, 15а	65	145,00	2045	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,35	8 675,32
159	Наружная теплосеть к ж/д 20-9, Коммунистический, 118	80	69,00	2045	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	2,35	5 080,93
160	Наружная теплосеть к ж/д 19-9, Солнечная, 3а	65	100,00	2045	13-14-001-01	20 392,39	1 км	1,02	1,02	2,35	5 982,98
161	Наружная теплосеть к ж/д 4-49, Лесная, 4	80	81,00	2045	13-14-001-01	25 098,32	1 км	1,02	1,02	2,35	5 964,57
162	Наружная теплосеть к ж/д 6-32, Транспортная, 18	50	134,00	2045	13-14-001-01	15 686,45	1 км	1,02	1,02	2,35	6 167,07
ИТОГО			**18 545,61**								**1 268 027,97**
ИТОГО в 2026 году			**1 650,76**								**146 890,33**
ИТОГО в 2027 году			**887,92**								**36 475,25**
ИТОГО в 2028 году			**514,00**								**75 818,15**
ИТОГО в 2029 году			**746,90**								**86 136,98**
ИТОГО в 2030 году			**579,00**								**42 255,04**
ИТОГО в 2031 году			**780,90**								**51 959,01**
ИТОГО в 2032 году			**1 033,65**								**42 654,18**
ИТОГО в 2033 году			**979,00**								**47 337,68**
ИТОГО в 2034 году			**1 448,00**								**70 461,39**
ИТОГО в 2035 году			**809,50**								**44 463,03**
ИТОГО в 2036 году			**801,52**								**65 410,30**
ИТОГО в 2037 году			**951,80**								**51 888,73**
ИТОГО в 2038 году			**894,50**								**40 993,77**
ИТОГО в 2039 году			**823,08**								**57 295,96**
ИТОГО в 2040 году			**975,70**								**75 595,04**
ИТОГО в 2041 году			**957,38**								**78 091,03**
ИТОГО в 2042 году			**960,00**								**58 129,95**
ИТОГО в 2043 году			**926,00**								**61 635,40**

№ п/п	Наименование тепловой сети, адрес расположения	Условный диаметр труб, Ду, мм	Протяженность теплосети в 2-х трубном исполнении, м	Год / период проведения мероприятия	Шифр использованной в расчете расценки	Стоимость на единицу измерения (СМР, ПИР), тыс. руб., без НДС	Единица измерения	Кпер	Крег.1	Индекс-дефлятор	ИТОГО финансовая потребность, тыс. руб. (СМР, ПИР), тыс. руб., с НДС
ИТОГО в 2044 году			**859,00**								**67 471,25**
ИТОГО в 2045 году			**967,00**								**67 065,50**

Таблица 9.5 – Финансовые потребности в реализацию мероприятий по развитию системы теплоснабжения в части тепловых сетей и теплосетевого хозяйства г. Северска, планируемых к реализации в рамках комплексного плана модернизации систем коммунальной инфраструктуры Томской области до 2030 года, при наличии финансирования из бюджетов бюджетной системы РФ, тыс. руб., с НДС

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование объекта	Планируемый / предусмотренный объем финансирования итого	в том числе по годам (тыс. руб., с НДС, в ценах периода проведения мероприятий):				
				2026	2027	2028	2029	2030
1	Капитальный ремонт Южной тепломагистрали от узла "Б" до кол. 1/32, 32 квартал, сооружение № 3 тс (инв. № 10103400), узел "Б" - ТК8м (замена трубопровода Ду 500 мм - 234 м)	Южная тепломагистраль от узла "Б" до кол. 1/32, 32 квартал, сооружение № 3 тс (инв. № 10103400)	16 669,00			16 669,00		
2	Капитальный ремонт Южной тепломагистрали от кол. 26 до т."А", пр. Коммунистический, 62, сооружение № 418тм (инв. № 10103379) ТК24м-ТК25м (замена трубопровода Ду 500 мм - 184 м)	Южная тепломагистраль от кол. 26 до т."А", пр. Коммунистический, 62, сооружение № 418тм (инв. № 10103379)	10 705,03					10 705,03
3	Капитальный ремонт Южной тепломагистрали от кол. 26 до т."А", пр. Коммунистический, 62, сооружение № 418тм (инв. № 10103379) ТК26м-ТК27м (замена трубопровода Ду 500 мм - 396 м)	Южная тепломагистраль от кол. 26 до т."А", пр. Коммунистический, 62, сооружение № 418тм (инв. № 10103379)	19 132,55		19 132,55			
4	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК32м - ТК33м, пр. Коммунистический, 96 (замена трубопровода Ду 400 мм - 636 м)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	39 068,91					39 068,91
5	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК 2 - ТК 3 (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 416 м, запорной арматуры Ду 50 мм - 2 шт., Ду 300 мм - 2 шт., Ду 600 мм - 2 шт.)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	27 437,10			27 437,10		
6	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК 3 - ТК 4 (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 428 м, запорной арматуры Ду 50 мм - 7 шт., Ду 100 мм - 2 шт., Ду 300 мм - 2 шт., Ду 600 мм - 2шт.)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	27 457,16			27 457,16		
7	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК 4 - ТК 5б (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 468 м, запорной арматуры Ду 50 мм - 4 шт., Ду 100 мм - 2 шт., Ду 200 мм - 2 шт.)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	27 415,19					27 415,19
8	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК 5б - ТК 6 (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 864 м)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	41 138,10		41 138,10			

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование объекта	Планируемый / предусмотренный объем финансирования итого	в том числе по годам (тыс. руб., с НДС, в ценах периода проведения мероприятий):				
				2026	2027	2028	2029	2030
9	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК 6 - ТК 7 (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 400 м, запорной арматуры Ду 50 мм - 4 шт., Ду 150 мм - 2 шт.)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	20 613,27			20 613,27		
10	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК 7 - ТК 7а (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 388 м, запорной арматуры Ду 50 мм - 10 шт., Ду 150мм - 2 шт., Ду 200 мм - 2 шт, Ду 30 мм - 2 шт., Ду 600 мм - 2 шт.)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	24 044,96		24 044,96			
11	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК 7а - т."А" (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 400 м, запорной арматуры Ду 50 мм - 7 шт., Ду 150 мм - 2 шт., Ду 300 мм - 2 шт.)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	26 026,08				26 026,08	
12	Капитальный ремонт Южной тепломагистрали от уз."Б" до кол. 1/32, 32 квартал, сооружение № 3тс (инв. № 10103400), ТК10м - ТК2/32 (замена трубопровода Ду 400 мм, протяженностью 304 м, запорной арматуры Ду 50 мм - 8 шт., Ду 100 мм - 6 шт., Ду 200 мм - 2 шт, Ду 400 мм - 2 шт.)	Южная тепломагистраль от уз."Б" до кол. 1/32, 32 квартал, сооружение № 3тс (инв. № 10103400)	11 111,61				11 111,61	
13	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), т."А" - ТК34М (замена трубопровода Ду 600 мм, протяженностью 566 м)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	42 539,80			42 539,80		
14	Капитальный ремонт 2-й Южной тепломагистрали от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423), ТК33М - ТК34М (замена трубопровода Ду 350 мм, протяженностью 694 м)	2-я Южная тепломагистраль от кол. 3 до кол. 16, ул. Калинина, 103, сооружение № 464тм (инв. № 10103423)	35 329,57		35 329,57			
15	Капитальный ремонт тепломагистрали городской от Ут-7 до 10 микрорайона, ул. Солнечная, 19, сооружение № 1тм (инв. № 10103485), УТ7 - т."В" (замена трубопровода Ду 700 мм, протяженностью 1 260 м)	Тепломагистраль городская от Ут-7 до 10 микрорайона, ул. Солнечная, 19, сооружение № 1тм (инв. № 10103485)	98 885,48				98 885,48	
16	Капитальный ремонт тепломагистрали городской от Ут-7 до 10 микрорайона, ул. Солнечная, 19, сооружение № 1тм (инв. № 10103485), т."В" - УТ10 (замена трубопровода Ду 700 мм, протяженностью 914 м)	Тепломагистраль городская от Ут-7 до 10 микрорайона, ул. Солнечная, 19, сооружение № 1тм (инв. № 10103485)	74 901,68					74 901,68
17	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 45, 45а, 45 квартал, сооружение № 2 тс (инв. № 10103388), ТК2/45 - ТК11а/45; ТК11/45 - ТК12а/45 (замена трубопроводов Ду 150 мм протяженностью 82 м, Ду 100 мм - 436 м, Ду 80 мм - 190 м, Ду 50 мм - 52 м, запорной арматуры Ду 100 мм - 2 шт., Ду 80 мм - 2 шт., Ду 65 - 2 шт., Ду до 50 мм - 26 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 45, 45а, 45 квартал, сооружение № 2тс (инв. № 10103388)	14 595,89	14 595,89				

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование объекта	Планируемый / предусмотренный объем финансирования итого	в том числе по годам (тыс. руб., с НДС, в ценах периода проведения мероприятий):				
				2026	2027	2028	2029	2030
18	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 44, 44 квартал, сооружение № 2 тс (инв. № 10103385), ТК5 - ТК7 (замена трубопроводов Ду 125 мм протяженностью 260 м, запорной арматуры Ду 100 мм - 2 шт., Ду 80 мм - 2 шт., Ду 65 - 2 шт., Ду до 50 мм - 18 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 44, 44 квартал, сооружение № 2 тс (инв. № 10103385)	6 654,04	6 654,04				
19	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть от кол. 11/55 до кол. 4/44 и от кол. 23/55 до кол. 14/42, просп. Коммунистический, 25, сооружение № 1 тм (инв. № 10103390), ТК23/55 - ТК4/44 (замена трубопроводов Ду 150 мм протяженностью 200 м, запорной арматуры Ду 150 мм - 2шт., Ду до 50 мм - 4 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть от кол. 11/55 до кол. 4/44 и от кол. 23/55 до кол. 14/42, просп. Коммунистический, 25, сооружение № 1 тм (инв. № 10103390)	4 875,15	4 875,15				
20	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 40 (без уч-ка от кол. 1/40 до кол. 8/40), 40 квартал, сооружение № 2 тс (инв. № 10103397), ТК1 - ТК11 (замена трубопроводов Ду 125 мм протяженностью 225 м, Ду 100 мм - 145, запорной арматуры Ду 125 мм - 2 шт., Ду 65 мм - 2 шт., Ду до 50 мм - 20 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 40 (без уч-ка от кол.1/40 до кол.8/40), 40 квартал, сооружение № 2 тс (инв. № 10103397)	7 735,95	7 735,95				
21	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 40 от кол. 1/40 до кол. 8/40, 40 квартал, сооружение № 3 тс (инв. № 10103401), ТК1 - ТК4 (замена трубопроводов Ду 200 мм протяженностью 280 м, запорной арматуры Ду 200 мм - 2 шт., Ду 80 мм - 2 шт., Ду до 50 мм - 14 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 40 от кол. 1/40 до кол. 8/40, 40 квартал, сооружение № 3тс (инв. № 10103401)	7 449,20	7 449,20				
22	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 56, 55, южная часть кв. 54, 53, и перемычка от кол. 2/51 до кол. 1/55, сооружение № 1 тсм (инв. № 10103391), ТК2/53 - ТК5а/53 (замена трубопроводов Ду 100 мм протяженностью 123 м, Ду 80 мм - 100 м, Ду 65 мм - 177 м; запорной арматуры Ду 80 мм - 4 шт., Ду до 50 мм - 26 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 56, 55, южная часть кв. 54, 53, и перемычка от кол. 2/51 до кол. 1/55, сооружение № 1 тсм (инв. № 10103391)	6 988,70	6 988,70				
23	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 41, 42, 41 квартал, сооружение № 2 тс (инв. № 10103393), ТК1/41 - ТК4/41, ТК9/41-ТК10/41, ТК9/41-ТК16/41 (замена трубопроводов Ду 125 мм протяженностью 70 м, Ду 100 мм - 308 м, Ду 80 мм - 302 м, запорной арматуры Ду 125 мм - 2 шт., Ду 100 мм - 2 шт., Ду 80 мм - 2 шт., Ду до 50 мм - 28 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 41, 42, 41 квартал, сооружение № 2 тс (инв. № 10103393)	14 480,35	14 480,35				

№ п/п	Наименование мероприятия	Наименование объекта	Планируемый / предусмотренный объем финансирования итого	в том числе по годам (тыс. руб., с НДС, в ценах периода проведения мероприятий):				
				2026	2027	2028	2029	2030
24	Капитальный ремонт наружных инженерных сетей теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 56, 55, южная часть кв. 54, 53, и перемычка от кол. 2/51 до кол. 1/55, сооружение № 1 тсм (инв. № 10103391), ТК7а/56 - ТК8/56, ТК2/56 -ТК3/56, ТК6/56-ТК17/55, ТК9/54-ТК7/54, ТК1/54-ТК10/54 (замена трубопроводов Ду 250 мм протяженностью 521м, Ду 150мм - 309 м, Ду 100 мм - 195 м , Ду 80 мм - 216 м, Ду 50 мм - 19 м, запорной арматуры Ду 250 мм - 2 шт., Ду 150 мм - 2 шт., Ду 125 мм - 2 шт., Ду 100 мм - 6 шт., Ду 80 мм - 14 шт., Ду 65 мм - 2 шт., Ду до 50 мм - 50 шт.)	Наружные инженерные сети теплоснабжения по адресу: теплосеть кв. 56, 55, южная часть кв. 54, 53, и перемычка от кол. 2/51 до кол. 1/55, сооружение № 1 тсм (инв. № 10103391)	32 977,12	32 977,12				
25	Капитальный ремонт 3-ей Южной тепломагистрали от Н-57 до УТ-5, Автодорога, 14/11, сооружение № 332 тм (инв. № 10103471), ТП-2 (капитальный ремонт строительной части тепловой камеры; замена трубопроводов Ду100 - 800мм - 70м; замена запорной арматуры Ду 50 мм - 6 шт., Ду 100 мм - 8 шт., Ду 400 мм - 2 шт., Ду 800 мм - 2 шт.)	3-я Южная тепломагистраль от Н-57 до УТ-5, Автодорога, 14/11, сооружение № 332 тм (инв. № 10103471)	19 934,64		19 934,64			
26	Капитальный ремонт наружных инженерные сетей теплоснабжения по адресу: г. Северск, 2-ая Южная тепломагистраль от тп-4 до кол.9 (к-6), ул .Лесная, 21а, сооружение № 475 тм (инв. № 10103428) 2 ЮТМ, ТП-3 по ул. Северная, 1/2 (капитальный ремонт строительной части тепловой камеры; замена трубопроводов Ду100 - 700мм - 33м; замена запорной арматуры Ду до 50 мм - 2 шт., Ду 80мм - 1 шт., Ду 100 мм - 5 шт., Ду 150 мм - 2 шт., Ду 200 мм - 2 шт., Ду 250 мм - 2 шт., Ду 400 мм - 2 шт., Ду 700 мм - 2 шт.)	2-я Южная тепломагистраль от тп-4 до кол. 9 (к-6), ул. Лесная, 21а, сооружение № 475тм (инв. № 10103428)	17 265,80	17 265,80				
ИТОГО:			**675 432,33**	**113 022,20**	**139 579,82**	**134 716,32**	**136 023,17**	**152 090,82**

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

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

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

Необходимые инвестиции для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения не определялись (подробнее – см. Главу 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»).

9.5. Оценка эффективности инвестиций по отдельным предложениям

Большинство мероприятий по реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей направлены не на повышение экономической эффективности работы систем теплоснабжения, а на поддержание ее в рабочем состоянии, снижение уровня физического износа и повышение показателей надежности теплоснабжений. Данная группа мероприятий при значительных капитальных вложениях имеет низкий экономический эффект, но является социально значимой. Расчет эффективности инвестиций в данную группу мероприятий в схеме теплоснабжения не приводится.

Экономический эффект от мероприятий по реконструкции в части котельных приведен в Главе 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения городского округа».

10 РЕШЕНИЕ О ПРИСВОЕНИИ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЯМ)

10.1 Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

В таблице 10.1 представлен реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).

Таблица 10.1 – Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

№ системы теплоснабжения	Наименования источников в системе теплоснабжения	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	№ зоны деятельности
1	ТЭЦ г. Северск, ул. Автодорога, 14/11	АО «РИР»	Источник тепловой энергии	01
2	Центральная отопительная котельная п. Самусь, ул. Набережная, 7	МКП «СВК»	Источник тепловой энергии, тепловые сети	02
3	Котельная п. Самусь, ул. Камышка, 2А, стр.11	МКП «СВК»	Источник тепловой энергии, тепловые сети	03
4	Котельная п. Орловка по ул. Чкалова, 32, стр. 2	ООО «Уют Орловка»	Источник тепловой энергии, тепловые сети	04

10.2 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации

Критерии определения единой теплоснабжающей организации определены постановлением Правительства Российской Федерации № 808 от 08.08.2012 года «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением органа местного самоуправления (далее - уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения городского округа.

В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

• определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;

• определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение 1 месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта Российской Федерации в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

В случае если органы местного самоуправления не имеют возможности размещать соответствующую информацию на своих официальных сайтах, необходимая информация может размещаться на официальном сайте субъекта Российской Федерации, в границах которого находится соответствующее муниципальное образование. Поселения, входящие в муниципальный район, могут размещать необходимую информацию на официальном сайте этого муниципального района.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с нижеперечисленными критериями.

Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

• владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

• размер собственного капитала;

• способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения, городского округа.

В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

• заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

• заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

• заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Организация может утратить статус единой теплоснабжающей организации в следующих случаях: систематическое (3 и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств, предусмотренных условиями договоров теплоснабжения. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;

Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации могут быть изменены в следующих случаях:

• подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

• технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

В договоре теплоснабжения с единой теплоснабжающей организацией предусматривается право потребителя, не имеющего задолженности по договору, отказаться от исполнения договора теплоснабжения с единой теплоснабжающей организацией и заключить договор теплоснабжения с иной теплоснабжающей организацией (иным владельцем источника тепловой энергии) в соответствующей системе теплоснабжения на весь объем или часть объема потребления тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя.

При заключении договора теплоснабжения с иным владельцем источника тепловой энергии потребитель обязан возместить единой теплоснабжающей организации убытки, связанные с переходом от единой теплоснабжающей организации к теплоснабжению непосредственно от источника тепловой энергии, в размере, рассчитанном единой теплоснабжающей организацией и согласованном с органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов.

Размер убытков определяется в виде разницы между необходимой валовой выручкой единой теплоснабжающей организации, рассчитанной за период с даты расторжения договора до окончания текущего периода регулирования тарифов с учетом снижения затрат, связанных с обслуживанием такого потребителя, и выручкой единой теплоснабжающей организации от продажи тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в течение указанного периода без учета такого потребителя по установленным тарифам, но не выше суммы, необходимой для компенсации соответствующей части экономически обоснованных расходов единой теплоснабжающей организации по поставке тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя для нужд населения и иных категорий потребителей, которые не учтены в тарифах, установленных для этих категорий потребителей.

Отказ потребителя от исполнения договора теплоснабжения с единой теплоснабжающей организацией и заключение договора теплоснабжения с иным владельцем источника тепловой энергии допускается в следующих случаях:

• подключение теплопотребляющих установок потребителя к коллекторам источников тепловой энергии, принадлежащих иному владельцу источников тепловой энергии, с которым заключается договор теплоснабжения;

• поставка тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети, к которым подключен потребитель, только с источников тепловой энергии, принадлежащих иному владельцу источника тепловой энергии;

• поставка тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети, к которым подключен потребитель, с источников тепловой энергии, принадлежащих иным владельцам источников тепловой энергии, при обеспечении раздельного учета исполнения обязательств по поставке тепловой энергии, теплоносителя потребителям с источников тепловой энергии, принадлежащих разным лицам.

Отказ потребителя от исполнения договора теплоснабжения с единой теплоснабжающей организацией и заключение договора теплоснабжения с иным владельцем источника тепловой энергии допускается в следующих случаях:

• подключение теплопотребляющих установок потребителя к коллекторам источников тепловой энергии, принадлежащих иному владельцу источников тепловой энергии, с которым заключается договор теплоснабжения;

• поставка тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети, к которым подключен потребитель, только с источников тепловой энергии, принадлежащих иному владельцу источника тепловой энергии;

• поставка тепловой энергии, теплоносителя в тепловые сети, к которым подключен потребитель, с источников тепловой энергии, принадлежащих иным владельцам источников тепловой энергии, при обеспечении раздельного учета исполнения обязательств по поставке тепловой энергии, теплоносителя потребителям с источников тепловой энергии, принадлежащих разным лицам.

Заключение договора с иным владельцем источника тепловой энергии не должно приводить к снижению надежности теплоснабжения для других потребителей. Если по оценке единой теплоснабжающей организации происходит снижение надежности теплоснабжения для других потребителей, данный факт доводится до потребителя тепловой энергии в письменной форме и потребитель тепловой энергии не вправе отказаться от исполнения договора теплоснабжения с единой теплоснабжающей организацией.

Потери тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях компенсируются теплосетевыми организациями (покупателями) путем производства на собственных источниках тепловой энергии или путем приобретения тепловой энергии и теплоносителя у единой теплоснабжающей организации по регулируемым ценам (тарифам). В случае если единая теплоснабжающая организация не владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии, она закупает тепловую энергию (мощность) и (или) теплоноситель для компенсации потерь у владельцев источников тепловой энергии в системе теплоснабжения на основании договоров поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя. Критерии определения единых теплоснабжающих организаций в системах теплоснабжения на территории города Северска приведены в таблице 10.2.

Таблица10.2 – Сравнительный анализ критериев определения ЕТО в системах теплоснабжения

№ системы теплоснабжения	Наименования источников в системе теплоснабжения	Располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Размер собственного капитала теплоснабжающей (теплосетевой) организации, тыс. руб.	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	Вид имущественного права	Емкость тепловых сетей, м³	Информация о подаче заявки на присвоение статуса ЕТО	№ зоны деятельности	Предлагаемая для утверждения ЕТО	Основание для присвоения статуса ЕТО
1	ТЭЦ г. Северск, ул. Автодорога, 14/11	1610,8	АО «РИР»	нет данных	Источник тепловой энергии	Владеет на праве собственности	—	Единственная заявка	01	АО «РИР»	**Единственная заявка** от организации, владеющей на праве собственности источником тепловой энергии в соответствующей зоне деятельности (п.6 «Правила организации теплоснабжения», утвержденные ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808)
			ОАО ТС	нет данных	Тепловые сети	Владеет на правах концессионера	39 200,35	Заявок не поступало			
			АО «СХК»	нет данных	Тепловые сети	Владеет на праве собственности	10 280,49	Заявок не поступало			
2	Центральная отопительная котельная п. Самусь, ул. Набережная, 7	25,28	МКП «СВК»	нет данных	Источник тепловой энергии, тепловые сети	Владеет на праве аренды, на основе концессионного соглашения	475,30	Единственная заявка	02	МКП «СВК»	**Владение на праве собственности или ином законном основании** источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в соответствующей зоне деятельности (п. 11 «Правила организации теплоснабжения», утвержденные ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808)
3	Котельная п. Самусь, ул. Камышка, 2А, стр.11	3,77	МКП «СВК»	нет данных	Источник тепловой энергии, тепловые сети	Владеет на праве аренды	14,17	Заявок не поступало	03	МКП «СВК»	**Владение на праве собственности или ином законном основании** источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в соответствующей зоне деятельности (п. 11 «Правила организации теплоснабжения», утвержденные ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808)
4	Котельная п. Орловка по ул. Чкалова, 32 стр.2	1,754	ООО «Уют Орловка»	нет данных	Источник тепловой энергии, тепловые сети	Владеет на праве аренды	37,10	Заявок не поступало	04	ООО «Уют Орловка»	**Владение на праве собственности или ином законном основании** источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в соответствующей зоне деятельности (п. 11 «Правила организации теплоснабжения», утвержденные ПП РФ от 08.08.2012 г. № 808)

10.3 Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

На момент размещения Схемы теплоснабжения ЗАТО Северск (Актуализация на 2026 год) на официальном сайте города заявок на присвоение статуса ЕТО не поступало. Ранее на присвоение статуса ЕТО поступили заявки в следующих изолированных системах теплоснабжения (табл. 10.3).

Таблица 10.3 – Сведения о поступивших заявках на присвоение статуса ЕТО

№ ЕТО	Код зоны деятельности	Наименование организации, подавшей заявку
1	01	АО «РИР»

10.4 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения

В таблице 10.4 представлены системы теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения.

Таблица 10.4 – Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения г. Северска

№ сист. тепло-снаб-жения	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Источник тепловой энергии		Тепловые сети
		Наименование, адрес источника	Наличие источника в обслуживании данной ТСО	Наличие тепловых сетей в обслуживании данной ТСО
1	АО «РИР»	ТЭЦ г. Северск, ул. Автодорога, 14/11	да	нет
	АО «Тепловые сети»	–	нет	да
	АО «СХК»	–	нет	да
2	МКП «СВК»	Центральная отопительная котельная п. Самусь, ул. Набережная, 7	да	да
3	МКП «СВК»	Котельная п. Самусь, ул. Камышка, 2А, стр.11	да	да
4	ООО «Уют Орловка»	Котельная п. Орловка по ул. Чкалова, 32, стр. 2	да	да

11 РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Распределение (перераспределение) тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии в рамках текущей актуализации Схемы теплоснабжения не предусмотрено.

12 РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

Перечень бесхозяйных тепловых сетей представлен в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Перечень бесхозяйных сетей в зоне действия ТЭЦ

№ п/п	Наименование участка (района) эксплуатации тепловых сетей	Протяженность участка по трассе в одно трубном исполнении, м	Протяженность участка по трассе в 2-х трубном исполнении, м	Количество тепловых камер (пунктов) шт.	Условный диаметр труб, Ду, мм	Количество труб , шт.	Способ прокладки (бесканальная, в каналах, надземная)	Тип линии	Год ввода в эксплуатацию участка тепловой сети	Вид изоляции тепловых сетей
1	г. Северск , ул. Ленина, 130, сооружение 1 тс	65,00	65,000	0	80	1	В непроходных каналах	Подающая линия	01.01.2017	СТД
		65,00			80	1	В непроходных каналах	Обратная линия		СТД
2	г. Северск, ул.Пушкина, 14	12,00	12,000	0	50	1	В непроходных каналах	Подающая линия	06.05.1953	СТД
		12,00			50	1	В непроходных каналах	Обратная линия		СТД
3	г. Северск, ул. Северная, д. 36, сооружение 1 тс	146,00	146,000	0	100	1	В непроходных каналах	Подающая линия	01.01.2007	СТД
		146,00			100	1	В непроходных каналах	Обратная линия		СТД
4	г. Северск, проезд Новый, 1	42,00	42,000	0	100	1	В непроходных каналах	Подающая линия	01.01.2004	СТД
		42,00			100	1	В непроходных каналах	Обратная линия		СТД
	ИТОГО	530,0	265,00	0						

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

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

Намеченная в проекте актуализированной схемы теплоснабжения реконструкция источников тепловой энергии не предполагает корректировки решений схем газоснабжения и газификации Томской области, так как программа газификации не устанавливает ограничений по перспективному расходу природного газа источниками тепловой и электрической энергии. Мероприятия по обеспечению топливом источников тепловой и электрической энергии в программе газификации отдельно не выделены.

13.2 Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии

Проблемы газоснабжения источников тепловой по состоянию на базовый период энергии ЗАТО Северск не выявлены.

13.3 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

Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности, настоящей схемой не предусматриваются.

13.4 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы 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

Схема и программа развития электроэнергетики Томской области на 2022–2026 годы разработана в 2021 году и утверждена Распоряжением губернатора № 95-р от 30.04.2021 г. Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2024–2029 году утверждена приказом Минэнерго РФ от 30.11.2023 № 1095 г.

Основные решения о реконструкции ТЭЦ АО «РИР» в части генерирующего оборудования представлены в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Синхронизация решений о реконструкции генерирующего оборудования ТЭЦ в Схеме теплоснабжения и СиПР ЭЭС России на 2025–2030 гг

Ст. N	Тип агрегата до реконструкции	Тип агрегата после реконструкции	Год реализации	Учтено в СиПР
1	ВТ-25-4	ПР-30/35/8,8/1,0	2025	да
2	ВПТ-25-3	ПР-30/35/8,8/1,0	2026	да (в 2026 году)

Из таблицы 13.1 видно, что что принятые в Схеме теплоснабжения решения полностью соответствуют принятым в СиПР.

13.5 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

Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

13.6 Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения поселения, городского округа) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения

Схемой теплоснабжения не предусматриваются решения о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения.

13.7 Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения поселения, городского округа для обеспечения согласованности такой схемы и указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения

Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения отсутствуют.

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

14.1 Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях

По данным, предоставленным теплоснабжающими организациями, прекращения подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях в ретроспективном периоде не зафиксированы. Прекращения теплоснабжения на период планирования схемы не прогнозируются.

14.2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии

По данным, предоставленным теплоснабжающими организациями, прекращения подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии не зафиксированы. Прекращения теплоснабжения на период планирования схемы не прогнозируются.

14.3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных)

Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии источниками тепловой энергии в зонах деятельности ЕТО ЗАТО Северск, приведен в таблице 14.1.

Таблица 14.1 – Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии источниками тепловой энергии в зонах деятельности ЕТО ЗАТО Северск

N источника	Наименование источника	Вид топлива	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии источниками в зонах деятельности, кг у.т./Гкал									
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
1	ТЭЦ г. Северск	газ	177,42	177,11	177,39	177,39	177,39	177,39	177,39	177,39	177,39	177,39
2	Центральная отопительная котельная п. Самусь	газ	156,77	156,77	156,77	156,77	156,77	156,77	156,77	156,77	156,77	156,77
3	Котельная п. Самусь, ул. Камышка	уголь	181,61	181,61	181,61	181,61	181,61	181,61	181,61	181,61	181,61	181,61
4	Котельная п. Орловка	ДТ	154,93	154,93	154,93	154,93	154,93	154,93	154,93	154,93	154,93	154,93

14.4. Отношение величины технологических потерь к материальной характеристики тепловой сети

Значение отношений величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети приведены в таблице 14.2.

Таблица 14.2 – Значение отношений величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети

N источника	Наименование системы теплоснабжения (источника тепловой энергии)	Отношение величины технологических потерь к материальной характеристике тепловой сети, Гкал/м²									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
1	ТЭЦ г. Северск	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75
2	Центральная отопительная котельная п. Самусь	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87	2,87
3	Котельная п. Самусь, ул. Камышка	1,45	1,43	1,33	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
4	Котельная п. Орловка	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03

14.5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности

Значение коэффициента использования установленной тепловой мощности источников тепловой энергии на территории ЗАТО Северск приведены в таблице 14.3.

Таблица 14.3 – Значения коэффициента использования установленной тепловой мощности источников тепловой энергии

N источника	Наименование системы теплоснабжения (источника тепловой энергии)	Коэффициент использования установленной тепловой мощности									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
1	ТЭЦ г. Северск	17,1%	16,5%	16,2%	16,2%	16,2%	16,2%	16,2%	16,2%	16,2%	16,2%
2	Центральная отопительная котельная п. Самусь	20,8%	21,1%	21,1%	21,1%	21,1%	21,1%	21,1%	21,1%	21,1%	21,1%
3	Котельная п. Самусь, ул. Камышка	7,6%	7,5%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%
4	Котельная п. Орловка	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%

14.6. Удельная материальная характеристика тепловой сети, приведенная к тепловой нагрузке

Значение удельной материальной характеристики тепловой сети, приведенной к тепловой нагрузки, для систем теплоснабжения ЗАТО Северск приведены в таблице 14.4.

Таблица 14.4 – Удельная материальная характеристика тепловой сети, приведенная к тепловой нагрузке

N источника	Наименование системы теплоснабжения (источника тепловой энергии)	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, кв.м/Гкал/ч									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
1	ТЭЦ г. Северск	114,8	114,6	114,5	114,0	113,9	113,7	113,6	113,4	113,4	113,4
2	Центральная отопительная котельная п. Самусь	244,8	244,8	244,8	244,8	244,8	244,8	244,8	244,8	244,8	244,8
3	Котельная п. Самусь, ул. Камышка	203,3	203,3	203,3	203,3	203,3	203,3	203,3	203,3	203,3	203,3
4	Котельная п. Орловка	453,4	453,4	453,4	453,4	453,4	453,4	453,4	453,4	453,4	453,4

14.7. Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах городского округа)

Значения доли тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме для ТЭЦ АО «РИР» приведены в таблице 14.5.

Таблица 14.5 – Значения доли тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме

N источника	Наименование системы теплоснабжения (источника тепловой энергии)	Доля тепловой энергии, выработанная в комбинированном режиме										
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
1	ТЭЦ г. Северск	0,927	0,808	0,808	0,808	0,808	0,808	0,808	0,808	0,808	0,808	0,808

14.8. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии

Значения удельного расхода условного топлива на отпуск электрической энергии для ТЭЦ АО «РИР» приведены в таблице 14.6.

Таблица 14.6 – Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии

N источника	Наименование системы теплоснабжения (источника тепловой энергии)	Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии, г/кВт*ч									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
1	ТЭЦ г. Северск	435,53	476,45	477,35	477,35	477,35	477,35	477,35	477,35	477,35	477,35

14.9. Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Значения коэффициента использования теплоты топлива для ТЭЦ АО «РИР» приведены в таблице 14.7.

Таблица 14.7 – Коэффициент использования теплоты топлива

N источника	Наименование системы теплоснабжения (источника тепловой энергии)	Коэффициент использования теплоты топлива									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
1	ТЭЦ г. Северск	47,76%	51,29%	50,46%	50,46%	50,46%	50,46%	50,46%	50,46%	50,46%	50,46%

14.10. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии

Значения доли отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме полезного отпуска тепловой энергии, приведены в таблице 14.8.

Таблица 14.8 – Доля отпуска тепловой энергии по приборам учета

N источника	Наименование системы теплоснабжения (источника тепловой энергии)	Доля отпуска тепловой энергии потребителям по приборам учета									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
1	ТЭЦ г. Северск	79,5%	80,1%	80,1%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%	80,2%
2	Центральная отопительная котельная п. Самусь	61,7%	61,7%	61,7%	61,7%	61,7%	61,7%	61,7%	61,7%	61,7%	61,7%
3	Котельная п. Самусь, ул. Камышка	38,4%	38,4%	38,4%	38,4%	38,4%	38,4%	38,4%	38,4%	38,4%	38,4%
4	Котельная п. Орловка	62,0%	62,0%	62,0%	62,0%	62,0%	62,0%	62,0%	62,0%	62,0%	62,0%

14.11. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)

Значения средневзвешенного срока эксплуатации тепловых сетей приведены в таблице 14.9.

Таблица 14.9 – Средневзвешенный срок эксплуатации тепловых сетей

N источника	Наименование системы теплоснабжения (источника тепловой энергии)	Средневзвешенный срок эксплуатации тепловых сетей, лет									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
1	ТЭЦ г. Северск	56,9	57,9	57,9	58,0	57,9	57,8	57,9	62,3	66,6	71,0
2	Центральная отопительная котельная п. Самусь	27,9	28,9	29,9	30,9	31,9	32,9	33,9	38,9	43,9	48,9
3	Котельная п. Самусь, ул. Камышка	18,1	19,1	20,1	21,1	22,1	23,1	24,1	29,1	34,1	39,1
4	Котельная п. Орловка	21,0	22,0	23,0	24,0	25,0	26,0	27,0	32,0	37,0	42,0

14.12. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей

Значения отношения материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей приведены в таблице 14.10.

Таблица 14.10 – Значения отношения материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей

N источника	Наименование системы теплоснабжения (источника тепловой энергии)	Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей									
		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035 (среднее)	2036-2040 (среднее)	2041-2045 (среднее)
1	ТЭЦ г. Северск	0,000	0,010	0,017	0,015	0,018	0,019	0,016	0,002	0,002	0,002
2	Центральная отопительная котельная п. Самусь	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	Котельная п. Самусь, ул. Камышка	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Котельная п. Орловка	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

14.13. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии

Значения отношения установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированной за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии приведены в таблице 14.11.

Таблица 14.11 – Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированной за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии

N источника	Наименование системы теплоснабжения (источника тепловой энергии)	Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников, реконструированной за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии									
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2045
1	ТЭЦ г. Северск			0,025	0,025						

14.14. Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях

На территории ЗАТО Северск отсутствуют зафиксированные факты нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также не зафиксировано применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.

15 ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

15.1 Тарифно-балансовая модель теплоснабжения филиала АО «РИР» в г. Северске

При формировании прогнозного тарифа для потребителей филиала АО «РИР» в г. Северске был сформирован прогнозный тариф на коллекторах ТЭЦ в двух сценариях:

1. первый сценарий предполагает включение в тариф инвестиционной составляющей, включение в тариф которой обеспечит рост тарифа для конечных потребителей в пределах размера индексации совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, определенного сценарными условиями функционирования экономики Российской Федерации, основными параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемыми изменениями цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (от 30.04.2025) (Таблица 15.1);
2. второй из рассмотренных сценариев предполагает включение в тариф инвестиционной составляющей в объеме, предлагаемом к включению в тариф по версии филиала АО «РИР» в г. Северске и предложение филиала АО «РИР» в г. Северске в части необходимого объема расходов на создание нормативных запасов топлива (Таблица 15.2).

Рост тарифа при выборе сценария 1 не превышает размера индексации совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, определенного сценарными условиями функционирования экономики Российской Федерации, основными параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемыми изменениями цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (от 30.04.2025).

Рост тарифа для конечных потребителей в системе теплоснабжения, включающей тепловые сети ОАО «Тепловые сети», при реализации сценария 2 в 2026 г. на 78,8 % связан с мероприятиями на источнике тепловой энергии, снижением полезного отпуска тепловой энергии, ростом цены используемого топлива (газа и угля), учетом в тарифе на 2026 год создания нормативных запасов топлива.

Прогноз затрат на содержание (передача и сбыт) горячей воды филиала АО «РИР» в Северске» приведен Таблице 15.3.

В связи с тем, что рост тарифа при реализации сценария 2 превышает размер индексации совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, определенный сценарными условиями функционирования экономики Российской Федерации, основными параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемыми изменениями цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (от 30.04.2025), одним из решений является установление льготного тарифа; при этом следует отметить, что реализация сценария 1 не приводит к необходимости установления льготного тарифа.

Таблица 15.1 – Тарифно-балансовая модель филиала АО «РИР» в г. Северске (производство тепловой энергии в горячей воде) при реализации сценария 1

№ п/п	Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Отпуск тепловой энергии в горячей воде в сеть (без ХН, СН)	тыс. Гкал	1 570,61	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32
	Потери	тыс. Гкал	383,66	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59
	в т.ч ОАО «Тепловые сети»	тыс. Гкал	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84
	АО «СХК»	тыс. Гкал	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14
	Потери «3-й Северной» магистрали»	тыс. Гкал	20,67	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61
	Полезный отпуск, в т.ч.:	тыс. Гкал	1 186,95	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73
	ОАО «Тепловые сети»	тыс. Гкал	949,58	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74
	АО «СХК»	тыс. Гкал	236,36	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25
	Отпуск «3-я Северная» магистраль»	тыс. Гкал	1,01	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
2	**Операционные (подконтрольные) расходы**	**тыс. руб.**	**447 150,47**	**466 583,63**	**480 394,51**	**494 614,18**	**509 254,76**	**524 328,70**	**539 848,83**	**555 828,36**	**572 280,88**	**589 220,39**	**606 661,32**	**624 618,49**	**643 107,20**	**662 143,17**	**681 742,61**	**701 922,19**	**722 699,09**	**744 090,98**	**766 116,07**	**788 793,11**	**812 141,39**
2.1	Расходы на приобретение сырья и материалов, вспомогательных материалов	тыс. руб.	22 699,03	23 685,53	24 386,62	25 108,46	25 851,67	26 616,88	27 404,74	28 215,92	29 051,11	29 911,03	30 796,39	31 707,97	32 646,52	33 612,86	34 607,80	35 632,19	36 686,90	37 772,84	38 890,91	40 042,08	41 227,33
2.2	Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	152 125,62	158 737,00	163 435,62	168 273,31	173 254,20	178 382,52	183 662,65	189 099,06	194 696,39	200 459,41	206 393,01	212 502,24	218 792,30	225 268,56	231 936,51	238 801,83	245 870,36	253 148,12	260 641,31	268 356,29	276 299,64
2.3	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	199 192,50	207 849,40	214 001,75	220 336,20	226 858,15	233 573,15	240 486,91	247 605,33	254 934,45	262 480,50	270 249,93	278 249,33	286 485,51	294 965,48	303 696,45	312 685,87	321 941,37	331 470,84	341 282,37	351 384,33	361 785,31

№ п/п	Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
2.4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	25 417,16	26 521,79	27 306,83	28 115,12	28 947,32	29 804,16	30 686,37	31 594,68	32 529,89	33 492,77	34 484,16	35 504,89	36 555,83	37 637,89	38 751,97	39 899,03	41 080,04	42 296,01	43 547,97	44 836,99	46 164,16
2.5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс. руб.	47 163,28	49 212,99	50 669,70	52 169,52	53 713,74	55 303,67	56 940,66	58 626,10	60 361,43	62 148,13	63 987,71	65 881,75	67 831,85	69 839,67	71 906,93	74 035,37	76 226,82	78 483,13	80 806,23	83 198,10	85 660,76
2.5.1	расходы на оплату услуг связи	тыс. руб.	538,69	562,10	578,74	595,87	613,51	631,67	650,37	669,62	689,44	709,85	730,86	752,49	774,76	797,70	821,31	845,62	870,65	896,42	922,95	950,27	978,40
2.5.2	расходы на оплату ведомственной охраны	тыс. руб.	24 567,68	25 635,39	26 394,20	27 175,47	27 979,86	28 808,07	29 660,78	30 538,74	31 442,69	32 373,39	33 331,65	34 318,26	35 334,08	36 379,97	37 456,82	38 565,54	39 707,08	40 882,41	42 092,53	43 338,47	44 621,29
2.5.3	расходы на оплату коммунальных услуг	тыс. руб.	18 341,17	19 138,28	19 704,77	20 288,03	20 888,56	21 506,86	22 143,46	22 798,91	23 473,76	24 168,58	24 883,97	25 620,54	26 378,91	27 159,72	27 963,65	28 791,37	29 643,60	30 521,05	31 424,47	32 354,64	33 312,33
2.5.4	расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс. руб.	3 157,87	3 295,11	3 392,65	3 493,07	3 596,47	3 702,92	3 812,53	3 925,38	4 041,57	4 161,20	4 284,37	4 411,19	4 541,76	4 676,20	4 814,61	4 957,12	5 103,86	5 254,93	5 410,48	5 570,63	5 735,52
2.5.5	расходы на оплату других работ и услуг	тыс. руб.	557,86	582,11	599,34	617,08	635,34	654,15	673,51	693,45	713,97	735,11	756,87	779,27	802,34	826,09	850,54	875,71	901,64	928,32	955,80	984,09	1 013,22

№ п/п	Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
2.6	Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	221,38	231,00	237,84	244,88	252,13	259,59	267,28	275,19	283,33	291,72	300,36	309,25	318,40	327,83	337,53	347,52	357,81	368,40	379,30	390,53	402,09
2.7	Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	322,70	336,72	346,69	356,95	367,52	378,39	389,60	401,13	413,00	425,23	437,81	450,77	464,11	477,85	492,00	506,56	521,55	536,99	552,89	569,25	586,10
2.8	Лизинговый платеж	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.9	Арендная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.10	Другие расходы	тыс. руб.	8,81	9,19	9,46	9,74	10,03	10,33	10,63	10,95	11,27	11,61	11,95	12,30	12,67	13,04	13,43	13,83	14,23	14,66	15,09	15,54	16,00
3	**Расходы на энергетические ресурсы**	**тыс. руб.**	**1 463 229,83**	**1 517 556,26**	**1 555 066,90**	**1 593 079,75**	**1 652 703,09**	**1 741 510,01**	**1 835 452,75**	**1 934 847,36**	**2 040 030,25**	**2 151 359,56**	**2 269 216,61**	**2 394 009,43**	**2 526 168,44**	**2 666 154,19**	**2 814 457,24**	**2 971 600,21**	**3 138 139,87**	**3 314 669,49**	**3 501 821,27**	**3 700 268,94**	**3 910 730,61**
3.1	Расходы на топливо	тыс. руб.	1 380 490,79	1 431 217,85	1 465 102,43	1 499 499,77	1 555 362,16	1 640 256,81	1 730 129,88	1 825 291,08	1 926 070,22	2 032 818,58	2 145 910,33	2 265 744,08	2 392 744,52	2 527 364,16	2 670 085,21	2 821 421,56	2 981 920,95	3 152 167,23	3 332 782,78	3 524 431,17	3 727 819,88
3.2	Расходы на создание запасов топлива	тыс. руб.																					
3.3	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	1 535,02	1 723,83	1 880,70	1 972,86	2 069,53	2 170,93	2 277,31	2 388,90	2 505,95	2 628,74	2 757,55	2 892,67	3 034,41	3 183,10	3 339,07	3 502,69	3 674,32	3 854,36	4 043,22	4 241,34	4 449,17
3.4	Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
3.5	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	81 204,01	84 614,58	88 083,78	91 607,13	95 271,41	99 082,27	103 045,56	107 167,38	111 454,08	115 912,24	120 548,73	125 370,68	130 385,51	135 600,93	141 024,96	146 665,96	152 532,60	158 633,90	164 979,26	171 578,43	178 441,57
3.6	Расходы на теплоноситель	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
4	**Неподконтрольные расходы**	**тыс. руб.**	**199 988,07**	**178 038,63**	**180 040,54**	**182 103,20**	**184 228,47**	**186 418,27**	**188 674,56**	**190 999,40**	**193 394,87**	**195 863,14**	**198 406,45**	**201 029,08**	**203 731,41**	**206 515,89**	**209 385,03**	**212 341,44**	**215 387,78**	**218 526,84**	**221 761,44**	**225 094,53**	**228 529,14**

№ п/п	Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТРТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
4.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
4.2	Арендная плата (за землю)	тыс. руб.	2 451,92	2 584,32	2 687,69	2 795,20	2 907,01	3 023,29	3 144,22	3 269,99	3 400,79	3 536,82	3 678,29	3 825,42	3 978,44	4 137,58	4 303,08	4 475,21	4 654,21	4 840,38	5 034,00	5 235,36	5 444,77
4.3	Концессионная плата	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
4.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс. руб.	871,18	918,22	954,95	993,15	1 032,87	1 074,19	1 117,16	1 161,84	1 208,32	1 256,65	1 306,92	1 359,19	1 413,56	1 470,10	1 528,91	1 590,06	1 653,67	1 719,81	1 788,60	1 860,15	1 934,56
4.4.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс. руб.	386,88	407,78	424,09	441,05	458,69	477,04	496,12	515,97	536,61	558,07	580,39	603,61	627,75	652,86	678,98	706,14	734,38	763,76	794,31	826,08	859,12
4.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	130,98	138,05	143,58	149,32	155,29	161,50	167,96	174,68	181,67	188,93	196,49	204,35	212,53	221,03	229,87	239,06	248,63	258,57	268,91	279,67	290,86

№ п/п	Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
4.4.3	транспортный налог	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.4.4	налог на имущество	тыс. руб.	353,31	372,39	387,29	402,78	418,89	435,65	453,07	471,20	490,04	509,64	530,03	551,23	573,28	596,21	620,06	644,86	670,66	697,48	725,38	754,40	784,57
4.5	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	60 264,94	62 770,52	64 628,53	66 541,53	68 511,16	70 539,09	72 627,05	74 776,81	76 990,20	79 269,11	81 615,48	84 031,30	86 518,62	89 079,57	91 716,33	94 431,13	97 226,29	100 104,19	103 067,28	106 118,07	109 259,16
4.6	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	72 754,89	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49	92 739,49
5	Налог на прибыль	тыс. руб.	63 645,14	19 026,08	19 029,88	19 033,83	19 037,93	19 042,21	19 046,65	19 051,27	19 056,07	19 061,07	19 066,27	19 071,67	19 077,30	19 083,14	19 089,22	19 095,54	19 102,12	19 108,96	19 116,07	19 123,47	19 131,16
6	**Прибыль**	**тыс. руб.**	**190 935,43**	**76 104,32**	**76 119,51**	**76 135,31**	**76 151,74**	**76 168,82**	**76 186,59**	**76 205,08**	**76 224,30**	**76 244,29**	**76 265,07**	**76 286,69**	**76 309,18**	**76 332,56**	**76 356,88**	**76 382,18**	**76 408,48**	**76 435,84**	**76 464,29**	**76 493,88**	**76 524,65**
6.1	Денежные выплаты социального характера (по Коллективному договору)	тыс. руб.	360,30	379,76	394,95	410,74	427,17	444,26	462,03	480,51	499,73	519,72	540,51	562,13	584,62	608,00	632,32	657,61	683,92	711,27	739,73	769,31	800,09
6.2	Предпринимательская прибыль	тыс. руб.																					
6.3	Прибыль на капитальные вложения	тыс. руб.	190 575,13	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56	75 724,56
7	Корректировка НВВ по итогам деятельности за 2022 г., подлежащая учету в НВВ на 2024-2026 гг.	тыс. руб.	194 489,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
7.1	подлежащая к учету в 2025 году	тыс. руб.	74 171,25																				
7.2	подлежащая учету в последующие годы	тыс. руб.	-																				
8	Корректировка НВВ в связи с неисполнением ИПР за 2022 год	тыс. руб.	55 160,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Корректировка НВВ по итогам деятельности за 2023 г.	тыс. руб.	13 447,04																				
10	Корректировка НВВ в связи с неисполнением ИПР за 2022 г.	тыс. руб.	5 563,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Итого Необходимая валовая выручка	**тыс. руб.**	**2 375 475,05**	**2 238 282,84**	**2 291 621,46**	**2 345 932,44**	**2 422 338,06**	**2 528 425,80**	**2 640 162,74**	**2 757 880,20**	**2 881 930,30**	**3 012 687,38**	**3 150 549,45**	**3 295 943,70**	**3 449 316,23**	**3 611 145,81**	**3 781 941,77**	**3 962 246,01**	**4 152 635,23**	**4 353 723,15**	**4 566 163,07**	**4 790 650,46**	**5 027 925,79**
	Тариф на ТЭ в ГВ на коллекторе	руб. / Гкал (2 полугодие)	1 532,14	1 499,87	1 581,24	1 572,01	1 688,56	1 701,61	1 855,41	1 848,05	2 037,29	2 018,80	2 229,11	2 208,61	2 442,58	2 419,83	2 680,37	2 655,10	2 945,53	2 917,43	3 241,50	3 210,21	3 572,17
		руб. / Гкал (1 полугодие)	1 496,89	1 499,87	1 499,87	1 572,01	1 572,01	1 688,56	1 701,61	1 848,05	1 848,05	2 018,80	2 018,80	2 208,61	2 208,61	2 419,83	2 419,83	2 655,10	2 655,10	2 917,43	2 917,43	3 210,21	3 210,21	3 210,21
	Темп роста тарифа		-	0,98	1,05	0,99	1,07	1,01	1,09	1,00	1,10	0,99	1,10	0,99	1,11	0,99	1,11	0,99	1,11	0,99	1,11	0,99	1,11

** Регулирующий орган в сфере тарифного регулирования (ДТР Томской области) при установлении тарифов анализирует и принимает с учетом оценки доступности тарифов для потребителей источники финансирования, указанные в таблице, в соответствии с п. 30 Правил согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением правительства РФ от 05.05.2014 № 410.*

Таблица 15.2 – Тарифно-балансовая модель филиала АО «РИР» в г. Северске (производство тепловой энергии в горячей воде) при реализации сценария 2

№ п/п	Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТРТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Отпуск тепловой энергии в горячей воде в сеть (без ХН, СН)	тыс. Гкал	1 570,61	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32	1 492,32
	Потери	тыс. Гкал	383,66	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59	383,59
	в т.ч ОАО «Тепловые сети»	тыс. Гкал	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84
	АО «СХК»	тыс. Гкал	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14
	Потери «3-й Северной» магистрали»	тыс. Гкал	20,67	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61	20,61
	Полезный отпуск, в т.ч.:	тыс. Гкал	1 186,95	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73
	ОАО «Тепловые сети»	тыс. Гкал	949,58	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74
	АО «СХК»	тыс. Гкал	236,36	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25
	Отпуск «3-я Северная» магистраль»	тыс. Гкал	1,01	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
2	**Операционные (подконтрольные) расходы**	**тыс. руб.**	**447 150,47**	**466 583,63**	**480 394,51**	**494 614,18**	**509 254,76**	**524 328,70**	**539 848,83**	**555 828,36**	**572 280,88**	**589 220,39**	**606 661,32**	**624 618,49**	**643 107,20**	**662 143,17**	**681 742,61**	**701 922,19**	**722 699,09**	**744 090,98**	**766 116,07**	**788 793,11**	**812 141,39**
2.1	Расходы на приобретение сырья и материалов, вспомогательных материалов	тыс. руб.	22 699,03	23 685,53	24 386,62	25 108,46	25 851,67	26 616,88	27 404,74	28 215,92	29 051,11	29 911,03	30 796,39	31 707,97	32 646,52	33 612,86	34 607,80	35 632,19	36 686,90	37 772,84	38 890,91	40 042,08	41 227,33
2.2	Расходы на ремонт основных средств	тыс. руб.	152 125,62	158 737,00	163 435,62	168 273,31	173 254,20	178 382,52	183 662,65	189 099,06	194 696,39	200 459,41	206 393,01	212 502,24	218 792,30	225 268,56	231 936,51	238 801,83	245 870,36	253 148,12	260 641,31	268 356,29	276 299,64

№ п/п	Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
2.3	Расходы на оплату труда	тыс. руб.	199 192,50	207 849,40	214 001,75	220 336,20	226 858,15	233 573,15	240 486,91	247 605,33	254 934,45	262 480,50	270 249,93	278 249,33	286 485,51	294 965,48	303 696,45	312 685,87	321 941,37	331 470,84	341 282,37	351 384,33	361 785,31
2.4	Расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями	тыс. руб.	25 417,16	26 521,79	27 306,83	28 115,12	28 947,32	29 804,16	30 686,37	31 594,68	32 529,89	33 492,77	34 484,16	35 504,89	36 555,83	37 637,89	38 751,97	39 899,03	41 080,04	42 296,01	43 547,97	44 836,99	46 164,16
2.5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая:	тыс. руб.	47 163,28	49 212,99	50 669,70	52 169,52	53 713,74	55 303,67	56 940,66	58 626,10	60 361,43	62 148,13	63 987,71	65 881,75	67 831,85	69 839,67	71 906,93	74 035,37	76 226,82	78 483,13	80 806,23	83 198,10	85 660,76
2.5.1	расходы на оплату услуг связи	тыс. руб.	538,69	562,10	578,74	595,87	613,51	631,67	650,37	669,62	689,44	709,85	730,86	752,49	774,76	797,70	821,31	845,62	870,65	896,42	922,95	950,27	978,40
2.5.2	расходы на оплату вневедомственной охраны	тыс. руб.	24 567,68	25 635,39	26 394,20	27 175,47	27 979,86	28 808,07	29 660,78	30 538,74	31 442,69	32 373,39	33 331,65	34 318,26	35 334,08	36 379,97	37 456,82	38 565,54	39 707,08	40 882,41	42 092,53	43 338,47	44 621,29
2.5.3	расходы на оплату коммунальных услуг	тыс. руб.	18 341,17	19 138,28	19 704,77	20 288,03	20 888,56	21 506,86	22 143,46	22 798,91	23 473,76	24 168,58	24 883,97	25 620,54	26 378,91	27 159,72	27 963,65	28 791,37	29 643,60	30 521,05	31 424,47	32 354,64	33 312,33
2.5.4	расходы на оплату юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс. руб.	3 157,87	3 295,11	3 392,65	3 493,07	3 596,47	3 702,92	3 812,53	3 925,38	4 041,57	4 161,20	4 284,37	4 411,19	4 541,76	4 676,20	4 814,61	4 957,12	5 103,86	5 254,93	5 410,48	5 570,63	5 735,52

№ п/п	Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
2.5.5	расходы на оплату других работ и услуг	тыс. руб.	557,86	582,11	599,34	617,08	635,34	654,15	673,51	693,45	713,97	735,11	756,87	779,27	802,34	826,09	850,54	875,71	901,64	928,32	955,80	984,09	1 013,22
2.6	Расходы на служебные командировки	тыс. руб.	221,38	231,00	237,84	244,88	252,13	259,59	267,28	275,19	283,33	291,72	300,36	309,25	318,40	327,83	337,53	347,52	357,81	368,40	379,30	390,53	402,09
2.7	Расходы на обучение персонала	тыс. руб.	322,70	336,72	346,69	356,95	367,52	378,39	389,60	401,13	413,00	425,23	437,81	450,77	464,11	477,85	492,00	506,56	521,55	536,99	552,89	569,25	586,10
2.8	Лизинговый платеж	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.9	Арендная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.10	Другие расходы	тыс. руб.	8,81	9,19	9,46	9,74	10,03	10,33	10,63	10,95	11,27	11,61	11,95	12,30	12,67	13,04	13,43	13,83	14,23	14,66	15,09	15,54	16,00
3	**Расходы на энергетические ресурсы**	**тыс. руб.**	**1 463 229,83**	**1 832 889,09**	**1 555 066,90**	**1 593 079,75**	**1 652 703,09**	**1 741 510,01**	**1 835 452,75**	**1 934 847,36**	**2 040 030,25**	**2 151 359,56**	**2 269 216,61**	**2 394 009,43**	**2 526 168,44**	**2 666 154,19**	**2 814 457,24**	**2 971 600,21**	**3 138 139,87**	**3 314 669,49**	**3 501 821,27**	**3 700 268,94**	**3 910 730,61**
3.1	Расходы на топливо	тыс. руб.	1 380 490,79	1 431 217,85	1 465 102,43	1 499 499,77	1 555 362,16	1 640 256,81	1 730 129,88	1 825 291,08	1 926 070,22	2 032 818,58	2 145 910,33	2 265 744,08	2 392 744,52	2 527 364,16	2 670 085,21	2 821 421,56	2 981 920,95	3 152 167,23	3 332 782,78	3 524 431,17	3 727 819,88
3.2	Расходы на создание запасов топлива	тыс. руб.		315 332,83																			
3.3	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	1 535,02	1 723,83	1 880,70	1 972,86	2 069,53	2 170,93	2 277,31	2 388,90	2 505,95	2 628,74	2 757,55	2 892,67	3 034,41	3 183,10	3 339,07	3 502,69	3 674,32	3 854,36	4 043,22	4 241,34	4 449,17
3.4	Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
3.5	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	81 204,01	84 614,58	88 083,78	91 607,13	95 271,41	99 082,27	103 045,56	107 167,38	111 454,08	115 912,24	120 548,73	125 370,68	130 385,51	135 600,93	141 024,96	146 665,96	152 532,60	158 633,90	164 979,26	171 578,43	178 441,57
3.6	Расходы на теплоноситель	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00

№ п/п	Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
4	**Неподконтрольные расходы**	**тыс. руб.**	**199 988,07**	**320 118,44**	**322 120,34**	**324 183,00**	**326 308,27**	**328 498,07**	**330 754,37**	**333 079,21**	**335 474,68**	**337 942,95**	**340 486,25**	**343 108,88**	**345 811,22**	**348 595,69**	**351 464,84**	**354 421,24**	**357 467,59**	**360 606,64**	**363 841,25**	**367 174,34**	**370 608,95**
4.1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
4.2	Арендная плата (за землю)	тыс. руб.	2 451,92	2 584,32	2 687,69	2 795,20	2 907,01	3 023,29	3 144,22	3 269,99	3 400,79	3 536,82	3 678,29	3 825,42	3 978,44	4 137,58	4 303,08	4 475,21	4 654,21	4 840,38	5 034,00	5 235,36	5 444,77
4.3	Концессионная плата	тыс. руб.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00
4.4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс. руб.	871,18	918,22	954,95	993,15	1 032,87	1 074,19	1 117,16	1 161,84	1 208,32	1 256,65	1 306,92	1 359,19	1 413,56	1 470,10	1 528,91	1 590,06	1 653,67	1 719,81	1 788,60	1 860,15	1 934,56

№ п/п	Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
4.4.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс. руб.	386,88	407,78	424,09	441,05	458,69	477,04	496,12	515,97	536,61	558,07	580,39	603,61	627,75	652,86	678,98	706,14	734,38	763,76	794,31	826,08	859,12
4.4.2	расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	130,98	138,05	143,58	149,32	155,29	161,50	167,96	174,68	181,67	188,93	196,49	204,35	212,53	221,03	229,87	239,06	248,63	258,57	268,91	279,67	290,86
4.4.3	транспортный налог	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.4.4	налог на имущество	тыс. руб.	353,31	372,39	387,29	402,78	418,89	435,65	453,07	471,20	490,04	509,64	530,03	551,23	573,28	596,21	620,06	644,86	670,66	697,48	725,38	754,40	784,57
4.5	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	60 264,94	62 770,52	64 628,53	66 541,53	68 511,16	70 539,09	72 627,05	74 776,81	76 990,20	79 269,11	81 615,48	84 031,30	86 518,62	89 079,57	91 716,33	94 431,13	97 226,29	100 104,19	103 067,28	106 118,07	109 259,16
4.6	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	72 754,89	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44	162 925,44
5	Налог на прибыль	тыс. руб.	63 645,14	90 919,94	90 923,74	90 927,69	90 931,79	90 936,06	90 940,51	90 945,13	90 949,93	90 954,93	90 960,13	90 965,53	90 971,15	90 977,00	90 983,08	90 989,40	90 995,98	91 002,82	91 009,93	91 017,33	91 025,02
6	**Прибыль**	**тыс. руб.**	**190 935,43**	**362 679,76**	**363 694,95**	**363 710,74**	**363 727,17**	**363 744,26**	**363 762,03**	**363 780,51**	**363 799,73**	**363 819,72**	**363 840,51**	**363 862,13**	**363 884,62**	**363 908,00**	**363 932,32**	**363 957,61**	**363 983,92**	**364 011,27**	**364 039,73**	**364 069,31**	**364 100,09**

№ п/п	Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
6.1	Денежные выплаты социального характера (по Коллективному договору)	тыс. руб.	360,30	379,76	394,95	410,74	427,17	444,26	462,03	480,51	499,73	519,72	540,51	562,13	584,62	608,00	632,32	657,61	683,92	711,27	739,73	769,31	800,09
6.2	Предпринимательская прибыль	тыс. руб.																					
6.3	Прибыль на капитальные вложения	тыс. руб.	190 575,13	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00	363 300,00
7	Корректировка НВВ по итогам деятельности за 2022 г., подлежащая учету в НВВ на 2024-2026 гг.	тыс. руб.	194 489,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7.1	подлежащая к учету в 2025 году	тыс. руб.	74 171,25																				
7.2	подлежащая учету в последующие годы	тыс. руб.	-																				
8	Корректировка НВВ в связи с неисполнением ИПР за 2022 год	тыс. руб.	55 160,31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Корректировка НВВ по итогам деятельности за 2023 г.	тыс. руб.	13 447,04																				

№ п/п	Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
10	Корректировка НВВ в связи с неисполнением ИПР за 2022 г.	тыс. руб.	5 563,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Итого Необходимая валовая выручка	**тыс. руб.**	**2 375 475,05**	**2 983 270,91**	**2 721 276,70**	**2 775 587,68**	**2 851 993,30**	**2 958 081,04**	**3 069 817,99**	**3 187 535,44**	**3 311 585,54**	**3 442 342,63**	**3 580 204,69**	**3 725 598,94**	**3 878 971,47**	**4 040 801,05**	**4 211 597,01**	**4 391 901,26**	**4 582 290,47**	**4 783 378,39**	**4 995 818,31**	**5 220 305,71**	**5 457 581,03**
	Тариф на ТЭ в ГВ на коллекторе	руб. / Гкал (1 полугодие)	1 496,89	1 532,14	1 823,52	1 823,52	1 906,38	1 917,17	2 057,08	2 057,08	2 219,09	2 219,09	2 399,09	2 399,09	2 599,29	2 599,29	2 822,19	2 822,19	3 070,59	3 070,59	3 347,69	3 347,69	3 657,12
		руб. / Гкал (2 полугодие)	1 532,14	2 595,15	1 823,52	1 906,38	1 917,17	2 065,23	2 057,08	2 236,66	2 219,09	2 418,56	2 399,09	2 620,89	2 599,29	2 846,16	2 822,19	3 097,24	3 070,59	3 377,35	3 347,69	3 690,15	3 657,12
	Темп роста тарифа		-	1,69	0,70	1,05	1,01	1,08	1,00	1,09	0,99	1,09	0,99	1,09	0,99	1,09	0,99	1,10	0,99	1,10	0,99	1,10	0,99

** Регулирующий орган в сфере тарифного регулирования (ДТР Томской области) при установлении тарифов анализирует и принимает с учетом оценки доступности тарифов для потребителей источники финансирования, указанные в таблице, в соответствии с п. 30 Правил согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением правительства РФ от 05.05.2014 № 410.*

Таблица 15.3 – Прогноз расходов на содержание (передача и сбыт) филиал АО «РИР» в г. Северске

Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	1 186,95	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73	1 108,73
ИПЦ		1,093	1,054	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
Операционные (подконтрольные) расходы	**тыс. руб.**	**39 272,22**	**40 978,99**	**42 191,97**	**43 440,85**	**44 726,70**	**46 050,61**	**47 413,71**	**48 817,16**	**50 262,14**	**51 749,90**	**53 281,70**	**54 858,84**	**56 482,66**	**58 154,55**	**59 875,92**	**61 648,25**	**63 473,04**	**65 351,84**	**67 286,25**	**69 277,93**	**71 328,55**
Неподконтрольные расходы	**тыс. руб.**	**16 861,35**	**17 726,76**	**18 389,40**	**19 077,16**	**19 791,02**	**20 531,98**	**21 301,08**	**22 099,40**	**22 928,06**	**23 788,23**	**24 681,12**	**25 607,99**	**26 570,14**	**27 568,95**	**28 605,81**	**29 682,19**	**30 799,63**	**31 959,69**	**33 164,02**	**34 414,34**	**35 712,41**

Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Арендная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Концессионная плата	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс. руб.	5,40	5,69	5,92	6,16	6,40	6,66	6,92	7,20	7,49	7,79	8,10	8,42	8,76	9,11	9,48	9,86	10,25	10,66	11,09	11,53	11,99
плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размеще-ние отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	5,40	5,69	5,92	6,16	6,40	6,66	6,92	7,20	7,49	7,79	8,10	8,42	8,76	9,11	9,48	9,86	10,25	10,66	11,09	11,53	11,99
транспортный налог	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
налог на имущество	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
арендная плата за землю	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	4 278,90	4 464,87	4 597,03	4 733,10	4 873,20	5 017,44	5 165,96	5 318,87	5 476,31	5 638,41	5 805,31	5 977,14	6 154,07	6 336,23	6 523,78	6 716,88	6 915,70	7 120,41	7 331,17	7 548,18	7 771,60
Расходы по сомнительным долгам	тыс. руб.	12 577,04	13 256,20	13 786,45	14 337,91	14 911,42	15 507,88	16 128,20	16 773,33	17 444,26	18 142,03	18 867,71	19 622,42	20 407,31	21 223,61	22 072,55	22 955,45	23 873,67	24 828,62	25 821,76	26 854,63	27 928,82
Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Налог на прибыль	тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Основные показатели	Ед. изм.	2025 (ДТРТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя в том числе:	**тыс. руб.**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прибыль	**тыс. руб.**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Предпринимательская прибыль	**тыс. руб.**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого Необходимая валовая выручка, в том числе:	**тыс. руб.**	**56 133,57**	**58 705,75**	**60 581,37**	**62 518,01**	**64 517,73**	**66 582,60**	**68 714,79**	**70 916,56**	**73 190,20**	**75 538,13**	**77 962,82**	**80 466,83**	**83 052,80**	**85 723,49**	**88 481,73**	**91 330,44**	**94 272,66**	**97 311,53**	**100 450,28**	**103 692,27**	**107 040,97**
НВВ в системе теплоснабжения, включающей тепловые сети АО "Тепловые сети"	тыс. руб.	49 915,02	52 202,25	53 870,08	55 592,19	57 370,37	59 206,49	61 102,48	63 060,33	65 082,10	67 169,92	69 325,99	71 552,60	73 852,10	76 226,93	78 679,61	81 212,74	83 829,01	86 531,23	89 322,26	92 205,10	95 182,83
НВВ в системе теплоснабжения, не включающей тепловые сети АО "Тепловые сети"	тыс. руб.	6 218,55	6 503,50	6 711,28	6 925,83	7 147,36	7 376,11	7 612,32	7 856,23	8 108,11	8 368,21	8 636,82	8 914,22	9 200,70	9 496,56	9 802,12	10 117,71	10 443,65	10 780,30	11 128,01	11 487,17	11 858,14

15.2 Тарифно-балансовая модель теплоснабжения ОАО ТС

В настоящее время имеется значительный износ магистральных тепловых сетей и насосных станций. Неудовлетворительное состояние изоляции на отдельных участках трассы. Частично устаревшее оборудование насосных станций, неоднократное продление паркового ресурса крупных источников теплоснабжения. Все это требует инвестиций в обновление инженерной инфраструктуры, иначе в ближайшее время бездействие в данном направлении неблагоприятным образом может отразиться на качестве теплоснабжения.

Расчет тарифных последствий на передачу тепловой энергии в горячей воде ОАО «Тепловые сети» приведен в Таблицах 15.4-15.5 для сценария 1 и сценария 2, соответственно. Расчет тарифных последствий на передачу тепловой энергии в горячей воде ОАО «Тепловые сети» произведен с учетом мероприятий в рамках планируемой к утверждению инвестиционной программы ОАО «Тепловые сети». При расчете тарифных последствий учтены ИПЦ, индексы-дефляторы в соответствии со сценарными условиями функционирования экономики Российской Федерации, основными параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемыми изменениями цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (от 30.04.2025) и прогнозные тарифы на тепловую энергию с коллекторов филиала АО «РИР» в г. Северске.

Рост тарифа в 2026 г. и в последующие периоды связан с ростом тарифа на оплату потерь, что в свою очередь, связано с ростом тарифа на коллекторе филиала АО «РИР» в г. Северске, а также с реализацией с 2026 года мероприятий в рамках инвестиционной программы. При реализации сценария 1 рост тарифа для конечных потребителей не превышает размера индексации совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, определенного сценарными условиями функционирования экономики Российской Федерации, основными параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемыми изменениями цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (от 30.04.2025).

Таблица 15.4 – Тарифно-балансовая модель ОАО «Тепловые сети» (услуги по передаче тепловой энергии в горячей воде) при реализации сценария 1

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Принято тепловой энергии с коллекторов источников	тыс. Гкал	1 253,42	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58
2	Полезно отпущено потребителям	тыс. Гкал	949,58	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74
3	Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84
4	**Операционные (подконтрольные) расходы**	**тыс. руб.**	**129 801,88**	**135 443,07**	**139 452,19**	**143 579,97**	**147 829,94**	**152 205,71**	**156 711,00**	**161 349,64**	**166 125,59**	**171 042,91**	**176 105,78**	**181 318,51**	**186 685,54**	**192 211,43**	**197 900,89**	**203 758,75**	**209 790,01**	**215 999,80**	**222 393,39**	**228 976,24**	**235 753,93**
5	**Неподконтрольные расходы**	**тыс. руб.**	**52 583,86**	**55 110,01**	**56 991,75**	**58 939,21**	**60 954,74**	**63 040,76**	**65 199,80**	**67 434,47**	**69 747,48**	**72 141,62**	**74 619,82**	**77 185,09**	**79 840,55**	**82 589,44**	**85 435,13**	**88 381,09**	**91 430,93**	**94 588,40**	**97 857,37**	**101 241,87**	**104 746,07**
5.1	Страховые взносы	тыс. руб.	29 732,58	31 024,76	31 943,09	32 888,61	33 862,11	34 864,43	35 896,42	36 958,95	38 052,94	39 179,30	40 339,01	41 533,04	42 762,42	44 028,19	45 331,43	46 673,24	48 054,76	49 477,18	50 941,71	52 449,58	54 002,09
5.2	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	22 851,28	24 085,25	25 048,66	26 050,60	27 092,63	28 176,33	29 303,38	30 475,52	31 694,54	32 962,32	34 280,81	35 652,05	37 078,13	38 561,25	40 103,70	41 707,85	43 376,17	45 111,21	46 915,66	48 792,29	50 743,98
6	**Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, в том числе**	**тыс. руб.**	**478 553,56**	**475 928,69**	**477 357,39**	**500 258,55**	**501 286,85**	**537 776,97**	**542 867,24**	**588 538,24**	**589 768,82**	**642 935,91**	**644 282,25**	**703 362,82**	**704 835,88**	**770 553,38**	**772 165,21**	**845 336,93**	**847 100,70**	**928 652,37**	**930 582,55**	**1 021 562,22**	**1 023 674,63**
6.1	Покупная тепловая энергия (компенсация потерь)	тыс. руб.	459 995,24	455 724,88	455 724,88	477 642,85	477 642,85	513 057,47	517 022,88	561 517,34	561 517,34	613 397,28	613 397,28	671 069,60	671 069,60	735 246,23	735 246,23	806 731,87	806 731,87	886 438,45	886 438,45	975 398,90	975 398,90
6.2	Прочие расходы на энергетические ресурсы	тыс. руб.	18 558,32	20 203,80	21 632,50	22 615,70	23 644,00	24 719,49	25 844,36	27 020,89	28 251,48	29 538,63	30 884,96	32 293,22	33 766,29	35 307,16	36 918,98	38 605,06	40 368,83	42 213,92	44 144,09	46 163,31	48 275,72
6.2.1	Расходы на электрическую энергию на технологические нужды	тыс. руб.	10 691,78	12 006,87	13 099,50	13 741,37	14 414,70	15 121,02	15 861,95	16 639,19	17 454,51	18 309,78	19 206,96	20 148,10	21 135,35	22 170,99	23 257,36	24 396,98	25 592,43	26 846,46	28 161,93	29 541,87	30 989,42
6.2.2	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	252,20	262,79	273,56	284,51	295,89	307,72	320,03	332,83	346,14	359,99	374,39	389,37	404,94	421,14	437,98	455,50	473,72	492,67	512,38	532,87	554,19

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
6.2.3	Расходы на теплоноситель (потери)	тыс. руб.	7 614,34	7 934,14	8 259,44	8 589,82	8 933,41	9 290,75	9 662,38	10 048,87	10 450,83	10 868,86	11 303,62	11 755,76	12 225,99	12 715,03	13 223,63	13 752,58	14 302,68	14 874,79	15 469,78	16 088,57	16 732,11
7	**Прибыль**	**тыс. руб.**	**77,97**	**913,65**	**6 686,83**	**1 706,36**	**7 349,75**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**
7.1	**В том числе прибыль на капитальные вложения**	**тыс. руб.**		**913,65**	**6 686,83**	**1 706,36**	**7 349,75**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**
8	**Корректировка НВВ по результатам деятельности за 2022 год, подлежащая учету в НВВ на 2024-2026 гг.**	**тыс. руб.**	**-43 721,47**																				
9	**Итого необходимая валовая выручка**	**тыс. руб.**	**617 295,80**	**667 395,42**	**680 488,15**	**704 484,09**	**717 421,27**	**759 593,72**	**771 348,32**	**823 892,63**	**832 212,18**	**892 690,73**	**901 578,14**	**968 436,71**	**977 932,26**	**1 051 924,54**	**1 062 071,51**	**1 144 047,06**	**1 154 891,93**	**1 245 810,85**	**1 257 403,59**	**1 358 350,61**	**1 370 744,92**
10	**Необходимая валовая выручка на содержание**	**тыс. руб.**	**157 300,56**	**211 670,53**	**224 763,27**	**226 841,24**	**239 778,43**	**246 536,25**	**254 325,44**	**262 375,29**	**270 694,83**	**279 293,45**	**288 180,85**	**297 367,11**	**306 862,66**	**316 678,32**	**326 825,29**	**337 315,19**	**348 160,06**	**359 372,40**	**370 965,14**	**382 951,71**	**395 346,01**
11	Тариф на услуги по передаче ТЭ	руб. / Гкал (2 полугодие)	741,06	736,85	769,71	788,11	797,15	891,46	851,63	983,47	918,82	1 070,58	995,41	1 163,18	1 079,71	1 265,38	1 172,61	1 378,30	1 275,09	1 503,23	1 388,27	1 641,57	1 513,40
		руб. / Гкал (1 полугодие)	578,46	736,85	736,85	769,71	788,11	797,15	851,63	851,63	918,82	918,82	995,41	995,41	1 079,71	1 079,71	1 172,61	1 172,61	1 275,09	1 275,09	1 388,27	1 388,27	1 513,40
12	Темп роста тарифа		-	0,99	1,04	1,02	1,01	1,12	0,96	1,15	0,93	1,17	0,93	1,17	0,93	1,17	0,93	1,18	0,93	1,18	0,92	1,18	0,92

** Регулирующий орган в сфере тарифного регулирования (ДТР Томской области) при установлении тарифов анализирует и принимает с учетом оценки доступности тарифов для потребителей источники финансирования, указанные в таблице, в соответствии с п. 30 Правил согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением правительства РФ от 05.05.2014 № 410.*

Таблица 15.5 – Тарифно-балансовая модель ОАО «Тепловые сети» (услуги по передаче тепловой энергии в горячей воде) при реализации сценария 2

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Принято тепловой энергии с коллекторов источников	тыс. Гкал	1 253,42	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58	1 209,58
2	Полезно отпущено потребителям	тыс. Гкал	949,58	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74	905,74
3	Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84	303,84
4	**Операционные (подконтрольные) расходы**	**тыс. руб.**	**129 801,88**	**135 443,07**	**139 452,19**	**143 579,97**	**147 829,94**	**152 205,71**	**156 711,00**	**161 349,64**	**166 125,59**	**171 042,91**	**176 105,78**	**181 318,51**	**186 685,54**	**192 211,43**	**197 900,89**	**203 758,75**	**209 790,01**	**215 999,80**	**222 393,39**	**228 976,24**	**235 753,93**
5	**Неподконтрольные расходы**	**тыс. руб.**	**52 583,86**	**55 110,01**	**56 991,75**	**58 939,21**	**60 954,74**	**63 040,76**	**65 199,80**	**67 434,47**	**69 747,48**	**72 141,62**	**74 619,82**	**77 185,09**	**79 840,55**	**82 589,44**	**85 435,13**	**88 381,09**	**91 430,93**	**94 588,40**	**97 857,37**	**101 241,87**	**104 746,07**
5.1	Страховые взносы	тыс. руб.	29 732,58	31 024,76	31 943,09	32 888,61	33 862,11	34 864,43	35 896,42	36 958,95	38 052,94	39 179,30	40 339,01	41 533,04	42 762,42	44 028,19	45 331,43	46 673,24	48 054,76	49 477,18	50 941,71	52 449,58	54 002,09
5.2	Прочие неподконтрольные расходы	тыс. руб.	22 851,28	24 085,25	25 048,66	26 050,60	27 092,63	28 176,33	29 303,38	30 475,52	31 694,54	32 962,32	34 280,81	35 652,05	37 078,13	38 561,25	40 103,70	41 707,85	43 376,17	45 111,21	46 915,66	48 792,29	50 743,98
6	**Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, в том числе**	**тыс. руб.**	**478 553,56**	**485 733,36**	**575 697,20**	**576 680,40**	**602 882,28**	**607 238,07**	**650 873,70**	**652 050,23**	**702 505,83**	**703 792,98**	**759 831,43**	**761 239,69**	**823 543,07**	**825 083,94**	**894 419,89**	**896 105,96**	**973 344,66**	**975 189,75**	**1 061 316,13**	**1 063 335,35**	**1 159 464,82**
6.1	Покупная тепловая энергия (компенсация потерь)	тыс. руб.	459 995,24	465 529,55	554 064,70	554 064,70	579 238,28	582 518,58	625 029,34	625 029,34	674 254,35	674 254,35	728 946,47	728 946,47	789 776,79	789 776,79	857 500,91	857 500,91	932 975,83	932 975,83	1 017 172,04	1 017 172,04	1 111 189,10
6.2	Прочие расходы на энергетические ресурсы	тыс. руб.	18 558,32	20 203,80	21 632,50	22 615,70	23 644,00	24 719,49	25 844,36	27 020,89	28 251,48	29 538,63	30 884,96	32 293,22	33 766,29	35 307,16	36 918,98	38 605,06	40 368,83	42 213,92	44 144,09	46 163,31	48 275,72
6.2.1	Расходы на электрическую энергию на технологические нужды	тыс. руб.	10 691,78	12 006,87	13 099,50	13 741,37	14 414,70	15 121,02	15 861,95	16 639,19	17 454,51	18 309,78	19 206,96	20 148,10	21 135,35	22 170,99	23 257,36	24 396,98	25 592,43	26 846,46	28 161,93	29 541,87	30 989,42

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
6.2.2	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	252,20	262,79	273,56	284,51	295,89	307,72	320,03	332,83	346,14	359,99	374,39	389,37	404,94	421,14	437,98	455,50	473,72	492,67	512,38	532,87	554,19
6.2.3	Расходы на теплоноситель (потери)	тыс. руб.	7 614,34	7 934,14	8 259,44	8 589,82	8 933,41	9 290,75	9 662,38	10 048,87	10 450,83	10 868,86	11 303,62	11 755,76	12 225,99	12 715,03	13 223,63	13 752,58	14 302,68	14 874,79	15 469,78	16 088,57	16 732,11
7	**Прибыль**	**тыс. руб.**	**77,97**	**913,65**	**6 686,83**	**1 706,36**	**7 349,75**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**
7.1	**В том числе прибыль на капитальные вложения**	**тыс. руб.**		**913,65**	**6 686,83**	**1 706,36**	**7 349,75**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**	**6 570,29**
8	**Корректировка НВВ по результатам деятельности за 2022 год, подлежащая учету в НВВ на 2024-2026 гг.**	**тыс. руб.**	**-43 721,47**																				
9	**Итого необходимая валовая выручка**	**тыс. руб.**	**617 295,80**	**677 200,09**	**778 827,97**	**780 905,94**	**819 016,71**	**829 054,82**	**879 354,79**	**887 404,63**	**944 949,18**	**953 547,80**	**1 017 127,32**	**1 026 313,58**	**1 096 639,45**	**1 106 455,10**	**1 184 326,19**	**1 194 816,09**	**1 281 135,89**	**1 292 348,23**	**1 388 137,18**	**1 400 123,75**	**1 506 535,11**
10	**Необходимая валовая выручка на содержание**	**тыс. руб.**	**157 300,56**	**211 670,53**	**224 763,27**	**226 841,24**	**239 778,43**	**246 536,25**	**254 325,44**	**262 375,29**	**270 694,83**	**279 293,45**	**288 180,85**	**297 367,11**	**306 862,66**	**316 678,32**	**326 825,29**	**337 315,19**	**348 160,06**	**359 372,40**	**370 965,14**	**382 951,71**	**395 346,01**
11	Тариф на услуги по передаче ТЭ	руб. / Гкал (1 полугодие)	578,46	741,06	756,10	862,18	862,18	915,34	915,34	979,76	979,76	1 052,79	1 052,79	1 133,13	1 133,13	1 221,61	1 221,61	1 319,17	1 319,17	1 426,85	1 426,85	1 545,84	1 545,84
		руб. / Гкал (2 полугодие)	741,06	756,10	991,97	862,18	957,81	915,34	1 041,55	979,76	1 124,16	1 052,79	1 212,33	1 133,13	1 309,59	1 221,61	1 417,01	1 319,17	1 535,77	1 426,85	1 667,21	1 545,84	1 812,86
12	Темп роста тарифа		-	1,02	1,31	0,87	1,11	0,96	1,14	0,94	1,15	0,94	1,15	0,93	1,16	0,93	1,16	0,93	1,16	0,93	1,17	0,93	1,17

** Регулирующий орган в сфере тарифного регулирования (ДТР Томской области) при установлении тарифов анализирует и принимает с учетом оценки доступности тарифов для потребителей источники финансирования, указанные в таблице, в соответствии с п. 30 Правил согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением правительства РФ от 05.05.2014 № 410.*

15.3 Тарифно-балансовая модель теплоснабжения АО «СХК»

Мероприятий по реконструкции или модернизации тепловых сетей от АО «СХК» не поступало. Расчет тарифных последствий на передачу тепловой энергии в горячей воде АО «СХК» произведен с учетом ИПЦ, индексов-дефляторов в соответствии со сценарными условиями функционирования экономики Российской Федерации, основными параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемыми изменениями цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (от 30.04.2025) и прогнозными тарифами на тепловую энергию с коллекторов филиала АО «РИР» в г. Северске и приведен в Таблицах 15.6-15.7 для сценария 1 и сценария 2, соответственно.

Таблица 15.6 – Тарифно-балансовая модель АО «СХК» (услуги по передаче тепловой энергии в горячей воде) при реализации сценария 1

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Принято тепловой энергии с коллекторов источников	тыс. Гкал	295,51	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39
2	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	236,36	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25
3	Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14
4	**Операционные (подконтрольные) расходы**	**тыс. руб.**	**34 719,37**	**36 228,27**	**37 300,63**	**38 404,73**	**39 541,51**	**40 711,94**	**41 917,01**	**43 157,75**	**44 435,22**	**45 750,51**	**47 104,72**	**48 499,02**	**49 934,59**	**51 412,66**	**52 934,47**	**54 501,33**	**56 114,57**	**57 775,56**	**59 485,72**	**61 246,50**	**63 059,39**
5	**Неподконтрольные расходы**	**тыс. руб.**	**9 927,70**	**10 463,80**	**10 882,35**	**11 317,64**	**11 770,35**	**12 241,16**	**12 730,81**	**13 240,04**	**13 769,64**	**14 320,43**	**14 893,24**	**15 488,97**	**16 108,53**	**16 752,87**	**17 422,99**	**18 119,91**	**18 844,71**	**19 598,49**	**20 382,43**	**21 197,73**	**22 045,64**
6	**Расходы на энергетические ресурсы**	**тыс. руб.**	**100 102,40**	**101 702,32**	**102 885,11**	**107 846,18**	**108 575,07**	**116 232,96**	**117 806,88**	**127 308,88**	**128 191,48**	**139 215,51**	**140 186,72**	**152 431,16**	**153 499,89**	**167 112,65**	**168 288,68**	**183 436,66**	**184 730,77**	**201 602,78**	**203 026,81**	**221 836,33**	**223 403,34**
6.1	Покупная тепловая энергия (компенсация потерь)	тыс. руб.	88 528,32	88 704,63	88 704,63	92 970,85	92 970,85	99 864,14	100 635,98	109 296,61	109 296,61	119 394,79	119 394,79	130 620,42	130 620,42	143 112,09	143 112,09	157 026,43	157 026,43	172 540,92	172 540,92	189 856,64	189 856,64
6.2	Электрическая энергия	тыс. руб.	11 574,08	12 997,69	14 180,48	14 875,33	15 604,22	16 368,82	17 170,90	18 012,27	18 894,87	19 820,72	20 791,93	21 810,74	22 879,47	24 000,56	25 176,59	26 410,24	27 704,34	29 061,85	30 485,88	31 979,69	33 546,70
7	**Размер корректировки НВВ по результатам 2022 года**	**тыс. руб.**	**4 232,00**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	**Необходимая валовая выручка, всего**	**тыс. руб.**	**148 981,47**	**148 394,39**	**151 068,09**	**157 568,55**	**159 886,92**	**169 186,06**	**172 454,70**	**183 706,68**	**186 396,35**	**199 286,44**	**202 184,69**	**216 419,16**	**235 278,18**	**238 646,14**	**256 057,91**	**259 690,04**	**278 976,83**	**282 894,96**	**304 280,56**	**308 508,37**
9	**Необходимая валовая выручка на содержание**	**тыс. руб.**	**60 453,15**	**59 689,76**	**62 363,46**	**64 597,70**	**66 916,07**	**69 321,92**	**71 818,71**	**74 410,06**	**77 099,74**	**79 891,65**	**82 789,90**	**85 798,73**	**88 922,59**	**92 166,09**	**95 534,05**	**99 031,48**	**102 663,62**	**106 435,91**	**110 354,04**	**114 423,92**	**118 651,73**

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
10	Тариф на услуги по передаче тепловой энергии	руб. / Гкал (1 полугодие)	583,46	689,82	746,94	746,94	790,54	790,54	852,68	852,68	921,62	921,62	999,68	999,68	1 085,51	1 085,51	1 179,96	1 179,96	1 284,01	1 284,01	1 398,74	1 398,74	1 525,39
		руб. / Гкал (2 полугодие)	689,82	793,35	746,94	822,74	790,54	898,97	852,68	983,88	921,62	1 071,92	999,68	1 165,66	1 085,51	1 268,98	1 179,96	1 382,99	1 284,01	1 508,90	1 398,74	1 648,11	1 525,39
11	Темп роста тарифа		1,00	1,15	0,94	1,10	0,96	1,14	0,95	1,15	0,94	1,16	0,93	1,17	0,93	1,17	0,93	1,17	0,93	1,18	0,93	1,18	0,93

** Регулирующий орган в сфере тарифного регулирования (ДТР Томской области) при установлении тарифов анализирует и принимает с учетом оценки доступности тарифов для потребителей источники финансирования, указанные в таблице, в соответствии с п. 30 Правил согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением правительства РФ от 05.05.2014 № 410.*

Таблица 15.7 – Тарифно-балансовая модель АО «СХК» (услуги по передаче тепловой энергии в горячей воде) при реализации сценария 2

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
1	Принято тепловой энергии с коллекторов источников	тыс. Гкал	295,51	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39	261,39
2	Полезный отпуск потребителям	тыс. Гкал	236,36	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25	202,25
3	Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14	59,14
4	**Операционные (подконтрольные) расходы**	**тыс. руб.**	**34 719,37**	**36 228,27**	**37 300,63**	**38 404,73**	**39 541,51**	**40 711,94**	**41 917,01**	**43 157,75**	**44 435,22**	**45 750,51**	**47 104,72**	**48 499,02**	**49 934,59**	**51 412,66**	**52 934,47**	**54 501,33**	**56 114,57**	**57 775,56**	**59 485,72**	**61 246,50**	**63 059,39**
5	**Неподконтрольные расходы**	**тыс. руб.**	**9 927,70**	**10 463,80**	**10 882,35**	**11 317,64**	**11 770,35**	**12 241,16**	**12 730,81**	**13 240,04**	**13 769,64**	**14 320,43**	**14 893,24**	**15 488,97**	**16 108,53**	**16 752,87**	**17 422,99**	**18 119,91**	**18 844,71**	**19 598,49**	**20 382,43**	**21 197,73**	**22 045,64**
6	**Расходы на энергетические ресурсы**	**тыс. руб.**	**100 102,40**	**103 610,75**	**122 026,47**	**122 721,32**	**128 350,12**	**129 753,22**	**138 829,81**	**139 671,18**	**150 135,19**	**151 061,04**	**162 677,81**	**163 696,61**	**176 605,67**	**177 726,76**	**192 084,96**	**193 318,61**	**209 303,54**	**210 661,05**	**228 473,46**	**229 967,27**	**249 834,24**
6.1	Покупная тепловая энергия (компенсация потерь)	тыс. руб.	88 528,32	90 613,06	107 845,99	107 845,99	112 745,91	113 384,40	121 658,91	121 658,91	131 240,32	131 240,32	141 885,88	141 885,88	153 726,20	153 726,20	166 908,37	166 908,37	181 599,20	181 599,20	197 987,58	197 987,58	216 287,54
6.2	Электрическая энергия	тыс. руб.	11 574,08	12 997,69	14 180,48	14 875,33	15 604,22	16 368,82	17 170,90	18 012,27	18 894,87	19 820,72	20 791,93	21 810,74	22 879,47	24 000,56	25 176,59	26 410,24	27 704,34	29 061,85	30 485,88	31 979,69	33 546,70

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2025 (ДТР ТО)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
7	**Размер корректировки НВВ по результатам 2022 года**	**тыс. руб.**	**4 232,00**	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	**Необходимая валовая выручка, всего**	**тыс. руб.**	**148 981,47**	**150 302,82**	**170 209,45**	**172 443,69**	**179 661,98**	**182 706,32**	**193 477,63**	**196 068,98**	**208 340,06**	**211 131,97**	**224 675,78**	**227 684,61**	**242 648,79**	**245 892,29**	**262 442,42**	**265 939,85**	**284 262,81**	**288 035,11**	**308 341,61**	**312 411,50**	**334 939,27**
9	**Необходимая валовая выручка на содержание**	**тыс. руб.**	**60 453,15**	**59 689,76**	**62 363,46**	**64 597,70**	**66 916,07**	**69 321,92**	**71 818,71**	**74 410,06**	**77 099,74**	**79 891,65**	**82 789,90**	**85 798,73**	**88 922,59**	**92 166,09**	**95 534,05**	**99 031,48**	**102 663,62**	**106 435,91**	**110 354,04**	**114 423,92**	**118 651,73**
10	Тариф на услуги по передаче тепловой энергии	руб. / Гкал (1 полугодие)	583,46	689,82	815,60	852,63	852,63	903,37	903,37	969,44	969,44	1 043,92	1 043,92	1 125,76	1 125,76	1 215,79	1 215,79	1 314,91	1 314,91	1 424,16	1 424,16	1 544,68	1 544,68
		руб. / Гкал (2 полугодие)	689,82	815,60	876,87	852,63	936,80	903,37	1 028,97	969,44	1 112,53	1 043,92	1 201,84	1 125,76	1 300,25	1 215,79	1 408,77	1 314,91	1 528,56	1 424,16	1 660,94	1 544,68	1 807,37
11	Темп роста тарифа		1,00	1,18	1,08	0,97	1,10	0,96	1,14	0,94	1,15	0,94	1,15	0,94	1,15	0,94	1,16	0,93	1,16	0,93	1,17	0,93	1,17

* Регулирующий орган в сфере тарифного регулирования (ДТР Томской области) при установлении тарифов анализирует и принимает с учетом оценки доступности тарифов для потребителей источники финансирования, указанные в таблице, в соответствии с п. 30 Правил согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением правительства РФ от 05.05.2014 № 410.

15.4 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий для конечных потребителей в системе теплоснабжения, включающей тепловые сети ОАО ТС

АО «РИР» продает тепловую энергию конечным потребителям г. Северска (за исключением собственного потребления) и тепловую энергию на компенсацию потерь. Соответственно были рассчитаны тарифные последствия для потребителей тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения, включающей ОАО «Тепловые сети» и не включающей ОАО «Тепловые сети».

Динамика изменений тарифа для конечных потребителей тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения, включающей ОАО «Тепловые сети» приведена на Рисунках 15.1-15.2 для сценария 1 и сценария 2, описание которых содержится в разделе 15.1.

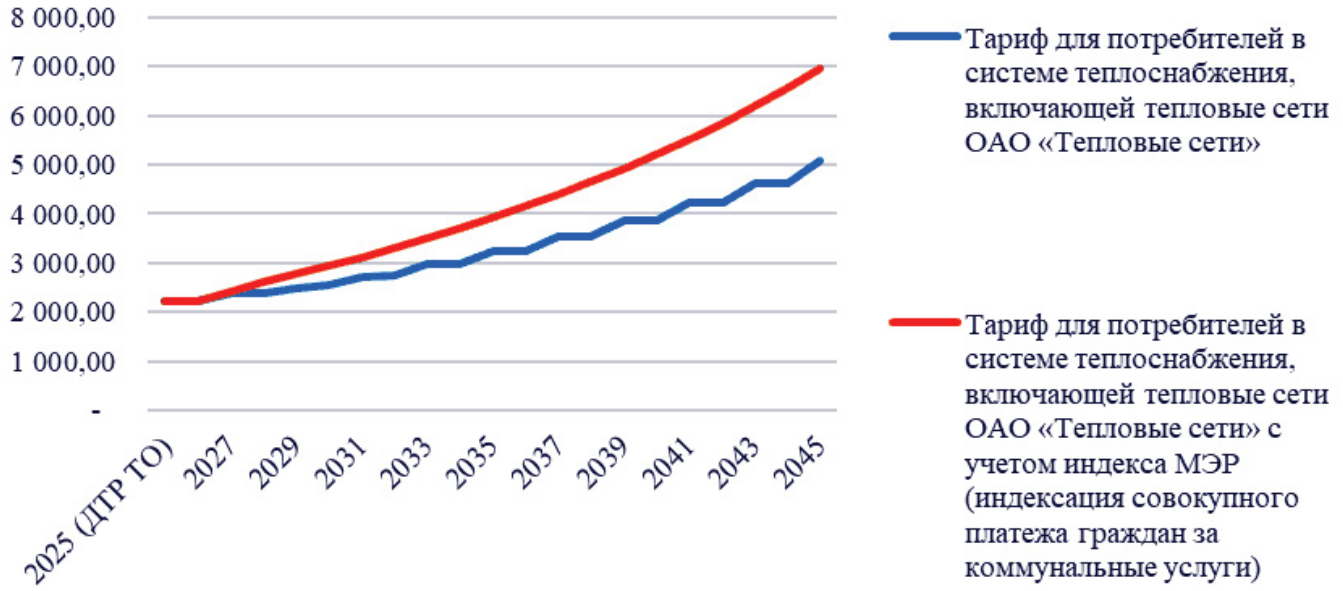


Рисунок 15.1 – Динамика изменений тарифа для конечных потребителей тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения, включающей ОАО «Тепловые сети» при реализации сценария 1, руб./Гкал

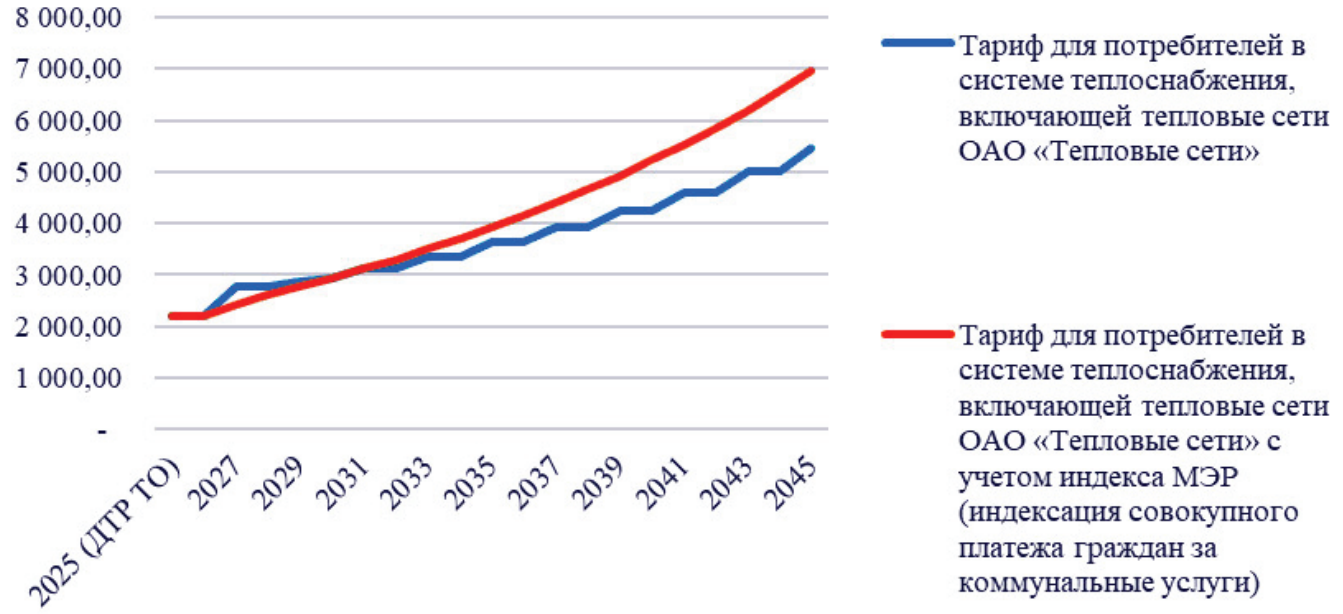


Рисунок 15.2 – Динамика изменений тарифа для конечных потребителей тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения, включающей ОАО «Тепловые сети» при реализации сценария 2, руб./Гкал 1

15.5 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий для конечных потребителей в системе теплоснабжения, не включающей тепловые сети ОАО ТС

Динамика изменений тарифа для конечных потребителей тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения, не включающей ОАО «Тепловые сети» приведена на Рисунках 15.3-15.4 для сценария 1 и сценария 2, описание которых содержится в разделе 15.1.

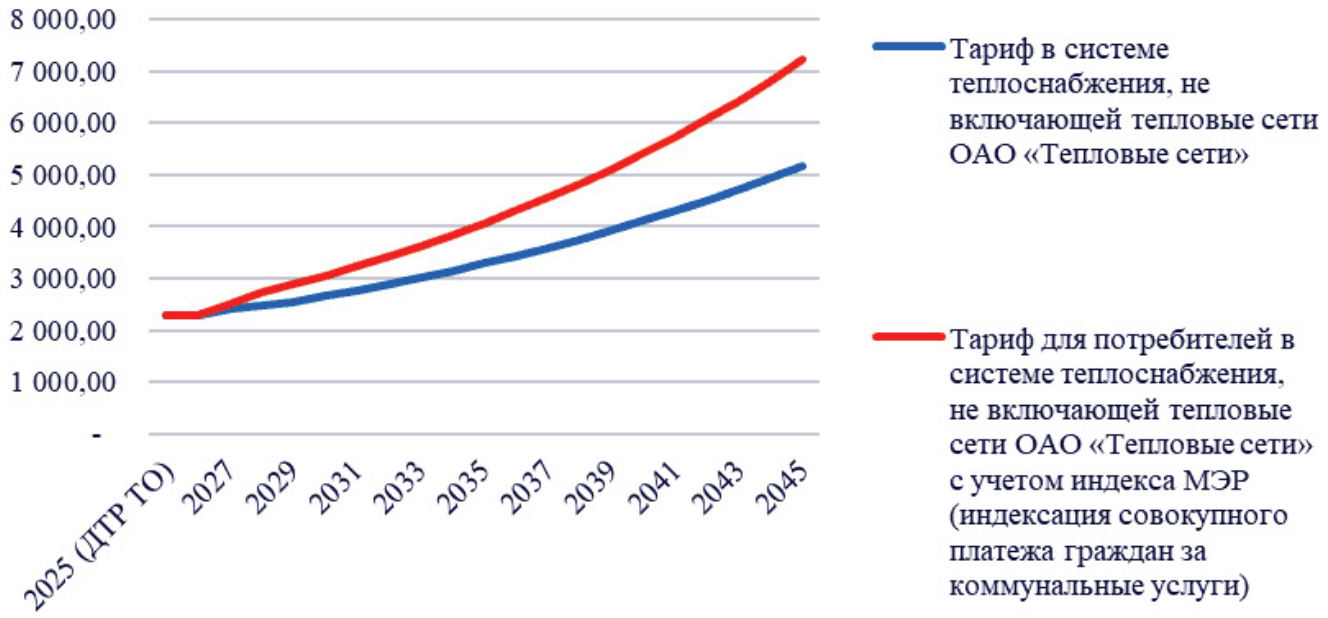


Рисунок 15.3 – Динамика изменений тарифа для конечных потребителей тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения, не включающей ОАО «Тепловые сети» при реализации сценария 1, руб./Гкал

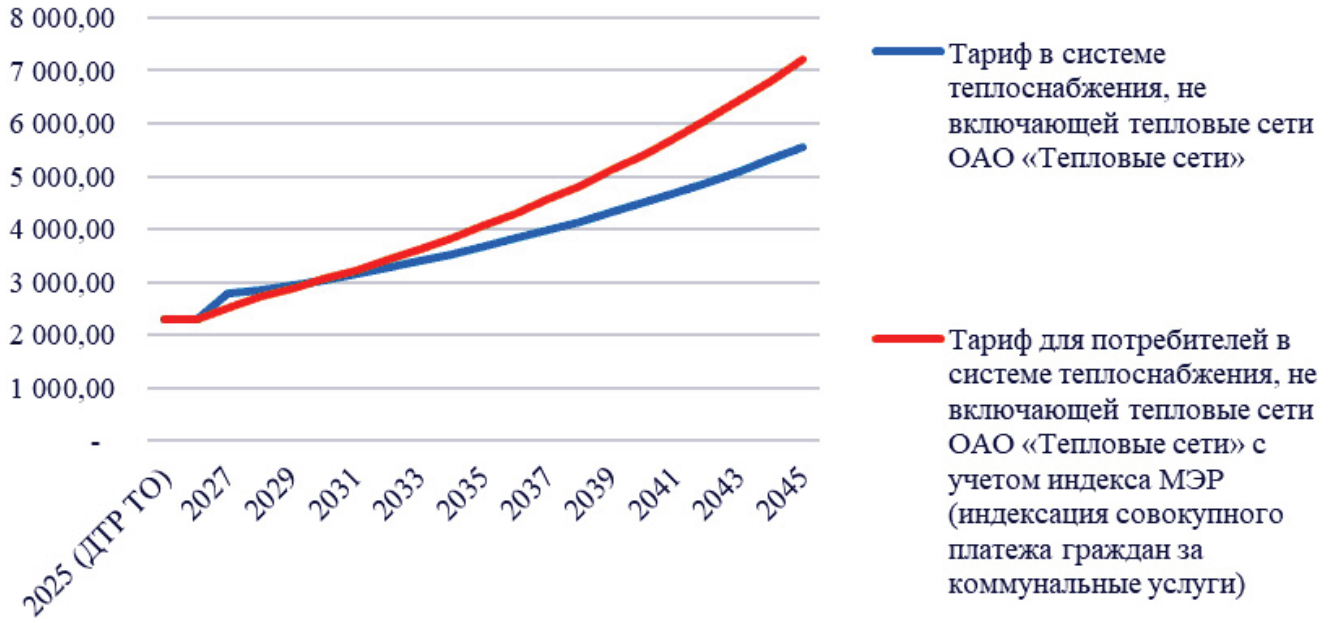


Рисунок 15.4 – Динамика изменений тарифа для конечных потребителей тепловой энергии в горячей воде в системе теплоснабжения, не включающей ОАО «Тепловые сети» при реализации сценария 2, руб./Гкал

15.6 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий для конечных потребителей тепловой энергии тепловой энергии в горячей воде г. Северска

При формировании прогнозного тарифа для потребителей филиала АО «РИР» в г. Северске был сформирован прогнозный тариф на коллекторах ТЭЦ в двух сценариях:

1. первый сценарий предполагает включение в тариф инвестиционной составляющей, включение в тариф которой обеспечит рост тарифа для конечных потребителей в пределах размера индексации совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, определенного сценарными условиями функционирования экономики Российской Федерации, основными параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемыми изменениями цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регули-руемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (от 30.04.2025) (Таблица 15.1);

2. второй из рассмотренных сценариев предполагает включение в тариф инвестиционной составляющей в объеме, предлагаемом к включению в тариф по версии филиала АО «РИР» в г. Северске и предложение филиала АО «РИР» в г. Северске в части необходимого объема расходов на создание нормативных запасов топлива (Таблица 15.2).

Рост тарифа при выборе сценария 1 не превышает размера индексации совокупного плате-жа граждан за коммунальные услуги, определенного сценарными условиями функционирования экономики Российской Федерации, основными параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемыми изменениями цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (от 30.04.2025).

Рост тарифа для конечных потребителей в системе теплоснабжения, включающей тепловые сети ОАО «Тепловые сети», при реализации сценария 2 в 2026 г. на 78,8 % связан с мероприятиями на источнике тепловой энергии, снижением полезного отпуска тепловой энергии, ростом цены используемого топлива (газа и угля), учетом в тарифе на 2026 год создания нормативных запасов топлива.

Прогноз затрат на содержание (передача и сбыт) горячей воды филиала АО «РИР» в Северске» приведен Таблице 15.3.

В связи с тем, что рост тарифа при реализации сценария 2 превышает размер индексации совокупного платежа граждан за коммунальные услуги, определенный сценарными условиями функционирования экономики Российской Федерации, основными параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемыми изменениями цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (от 30.04.2025), одним из решений является установление льготного тарифа; при этом следует отметить, что реализация сценария 1 не приводит к необходимости установления льготного тарифа.

15.7 Тарифно-балансовые модели для систем теплоснабжения внегородских территорий ЗАТО Северск (котельные «ЦОК» и «Камышка» п. Самусь и котельная п. Орловка)

Адреса расположения котельных:

− Котельная «ЦОК» - ЗАТО Северск, п. Самусь, ул. Набережная, 7;

− Котельная «Камышка» - ЗАТО Северск, п. Самусь, ул. Камышка, 2а, стр. 11;

− Котельная п. Орловка – ЗАТО Северск, п. Орловка, Чкалова 32, стр. 2.

В таблицах 15.8–15.10 представлены тарифно-балансовые модели систем теплоснабжения внегородских территорий ЗАТО Северск, сформированные на базе долгосрочных параметров регулирования, утвержденных Департаментом тарифного регулирования Томской области, с индексацией на период до окончания срока актуализации схемы теплоснабжения.

Таблица 15.8 – Тарифно-балансовая модель системы теплоснабжения котельной «Камышка» п. Самусь

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
Баланс																						
1	Производство тепловой энергии	2 503,19	46 023,81	46 023,81	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85
2	Собственные нужды источника тепла	24,96	24,96	24,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Отпуск с коллекторов источника	2 478,24	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85	45 998,85
4	Покупная энергия	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Отпуск в сеть	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24	2 478,24
6	Потери	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25	337,25
7	Потребители из сети	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99
8	ПО (с учетом потребителей на коллекторе)	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99
8.1	Собственное потребление	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8.2	Реализация сторонним потребителям	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99	2 140,99
Смета расходов																						
I	**Индекс изменения операционных расходов**	**1,082**	**1,043**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**
1	**Индекс потребительских цен**	**1,093**	**1,054**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**
2	**Индекс эффективности операционных расходов (ИР)**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**
3	**Индекс изменения количества активов (ИКА)**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4	**Коэффициент эластичности затрат по росту активов (Кэл)**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**
5	**Индекс изменения операционных расходов**	**1,082**	**1,043**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**
II	**Операционные (подконтрольные расходы)**	**2 690 835,89**	**2 836 141,02**	**2 920 090,80**	**3 006 525,49**	**3 095 518,64**	**3 187 145,99**	**3 281 485,51**	**3 378 617,48**	**3 478 624,56**	**3 581 591,85**	**3 687 606,97**	**3 796 760,13**	**3 909 144,23**	**4 024 854,90**	**4 143 990,61**	**4 266 652,73**	**4 392 945,65**	**4 522 976,84**	**4 656 856,96**	**4 794 699,92**	**4 936 623,04**
2.0	**базовый уровень операционных расходов**		**2 836 141,02**																			
2.1	**расходы на приобретение сырья и материалов:**	**191 426,61**	**201 763,64**																			
2.1.1	Материалы на текущий ремонт	1 340,18	1 412,55																			
2.1.2	Материалы на капитальный ремонт	0,00	0,00																			

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
2.1.3	На текущее содержание и техническое обслуживание, всего в том числе	190 086,43	200 351,09																			
2.1.3.1	материалы на техническое обслуживание	149 213,42	157 270,95																			
2.1.3.2	специальная одежда	40 380,42	42 560,96																			
2.1.3.3	хозяйственный инвентарь и другие вспомогательные материалы	492,58	519,18																			
2.1.3.4	ГСМ топливо	0,00	0,00																			
2.2	**ремонт основных средств, выполняемый подрядным способом**	**0,00**	**0,00**																			
2.3	**оплата труда всего, в том числе:**	**2 395 811,24**	**2 525 185,05**	**2 599 930,53**	**2 676 888,47**	**2 756 124,37**	**2 837 705,65**	**2 921 701,74**	**3 008 184,11**	**3 097 226,36**	**3 188 904,26**	**3 283 295,83**	**3 380 481,38**	**3 480 543,63**	**3 583 567,72**	**3 689 641,33**	**3 798 854,71**	**3 911 300,81**	**4 027 075,31**	**4 146 276,74**	**4 269 006,54**	**4 395 369,13**
2.3.1	оплата труда производственного персонала	2 328 874,40	2 454 633,62	2 527 290,77	2 602 098,58	2 679 120,70	2 758 422,67	2 840 071,98	2 924 138,11	3 010 692,60	3 099 809,10	3 191 563,45	3 286 033,73	3 383 300,32	3 483 446,01	3 586 556,02	3 692 718,07	3 802 022,53	3 914 562,40	4 030 433,44	4 149 734,27	4 272 566,41
2.3.1.1	численность производственного персонала	5,64	5,94																			
2.3.1.2	средняя ежемесячная заработная плата производственного персонала	34 437,27	36 296,88																			
2.3.2	оплата труда административно-управленческого персонала	66 936,84	70 551,43	72 639,76	74 789,89	77 003,67	79 282,98	81 629,76	84 046,00	86 533,76	89 095,16	91 732,38	94 447,66	97 243,31	100 121,71	103 085,31	106 136,64	109 278,28	112 512,92	115 843,30	119 272,26	122 802,72
2.3.2.1	численность административно-управленческого персонала	0,14	0,15																			
2.3.2.2	средняя ежемесячная заработная плата административно-управленческого персонала	39 843,36	41 994,90																			

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
2.4	**расходы на выполнение работ и услуг производственного характера (в том числе выполняемых по договорам со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями) всего, в том числе:**	**0,00**	**0,00**																			
2.5	**расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациям, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг всего, в том числе:**	**53 149,20**	**56 019,26**																			
2.5.1	услуги связи	4 471,33	4 712,78																			
2.5.2	услуги вневедомственной охраны	0,00	0,00																			
2.5.3	коммунальные услуги	0,00	0,00																			
2.5.4	юридические, информационные, аудиторские и консультационные услуг	48 677,87	51 306,48																			
2.5.5	расходы на оплату других работ и услуг, не поименованных выше	0,00	0,00																			
2.6	**Расходы на служебные командировки**	**0,00**	**0,00**																			
2.7	**Расходы на обучение персонала**	**9 522,00**	**10 036,19**																			

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
2.8	**арендная плата, концессионная плата, лизинговые платежи всего, в том числе:**	**0,00**	**0,00**																			
2.9	**другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, в том числе**	**40 926,83**	**43 136,88**																			
2.9.1	охрана труда всего, в том числе:	20 057,55	21 140,65																			
2.9.1.5	медицинский осмотр	20 057,55	21 140,65																			
2.9.5	общехозяйственные расходы всего, в том числе:	20 869,28	21 996,22																			
2.9.5.1	прочие общехозяйственные расходы	20 869,28	21 996,22																			
2.10	**расходы на вывод из эксплуатации (в том числе на консервацию) и вывод из консервации (из состава внереализационных расходов)**	**0,00**	**0,00**																			
2.11	**Прочие операционные расходы**	**0,00**	**0,00**																			
III	**Неподконтрольные расходы**	797 248,64	840 294,11	865 927,18	892 075,90	919 020,53	946 785,57	975 396,27	1 004 878,70	1 035 259,71	1 066 567,01	1 098 829,17	1 132 075,68	1 166 336,91	1 201 644,22	1 238 029,94	1 275 527,42	1 314 171,07	1 353 996,36	1 395 039,90	1 437 339,43	1 480 933,90
3.1	**расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.2	**арендная плата, концессионная плата, лизинговые платежи всего, в том числе:**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.3	**Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
3.4	**отчисления на социальные нужды всего, в том числе:**	**723 535,00**	**762 605,89**	**785 179,02**	**808 420,32**	**832 349,56**	**856 987,11**	**882 353,93**	**908 471,60**	**935 362,36**	**963 049,09**	**991 555,34**	**1 020 905,38**	**1 051 124,18**	**1 082 237,45**	**1 114 271,68**	**1 147 254,12**	**1 181 212,84**	**1 216 176,74**	**1 252 175,58**	**1 289 239,97**	**1 327 401,48**
3.4.1	отчисления на социальные нужды от фонда оплаты производственного персонала	703 320,07	741 299,35	763 241,81	785 833,77	809 094,45	833 043,65	857 701,74	883 089,71	909 229,16	936 142,35	963 852,16	992 382,19	1 021 756,70	1 052 000,70	1 083 139,92	1 115 200,86	1 148 210,80	1 182 197,84	1 217 190,90	1 253 219,75	1 290 315,05
3.4.2	отчисления на социальные нужды от фонда оплаты административно-управленческого персонала	20 214,93	21 306,53	21 937,21	22 586,55	23 255,11	23 943,46	24 652,19	25 381,89	26 133,20	26 906,74	27 703,18	28 523,19	29 367,48	30 236,76	31 131,76	32 053,26	33 002,04	33 978,90	34 984,68	36 020,22	37 086,42
3.4.a	% расходов на уплату страховых взносов в ПФ, ФСС, ОМС	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
3.4.b	% платежей в фонд социального страхования от несчастных случаев	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
3.5	**расходы по сомнительным долгам (из состава внереализационных расходов)**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.6	**амортизация основных средств и нематериальных активов, в том числе:**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.7	**другие обосновывающие расходы, в том числе**	**3 112,20**	**3 280,26**	**3 411,47**	**3 547,93**	**3 689,84**	**3 837,44**	**3 990,94**	**4 150,57**	**4 316,60**	**4 489,26**	**4 668,83**	**4 855,58**	**5 049,81**	**5 251,80**	**5 461,87**	**5 680,35**	**5 907,56**	**6 143,86**	**6 389,62**	**6 645,20**	**6 911,01**
3.7.1	расходы на обслуживание заемных средств	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
3.7.2	расходы на услуги банков	3 112,20	3 280,26	3 411,47	3 547,93	3 689,84	3 837,44	3 990,94	4 150,57	4 316,60	4 489,26	4 668,83	4 855,58	5 049,81	5 251,80	5 461,87	5 680,35	5 907,56	6 143,86	6 389,62	6 645,20	6 911,01
3.8	**Прочие неподконтрольные расходы**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.9	**Единый налог при УСН**	**70 601,45**	**74 407,97**	**77 336,69**	**80 107,65**	**82 981,12**	**85 961,02**	**89 051,41**	**92 256,53**	**95 580,75**	**99 028,66**	**102 605,01**	**106 314,71**	**110 162,92**	**114 154,96**	**118 296,39**	**122 592,96**	**127 050,67**	**131 675,76**	**136 474,71**	**141 454,26**	**146 621,42**
3.10	**Выпадающие доходы/экономия средств, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования, в том числе:**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
IV	**Расходы на приобретение энергетических ресурсов**	**3 642 661,93**	**3 838 769,50**	**4 024 987,66**	**4 192 271,40**	**4 366 554,42**	**4 548 131,78**	**4 737 311,07**	**4 934 412,98**	**5 139 771,84**	**5 353 736,18**	**5 576 669,40**	**5 808 950,34**	**6 050 974,03**	**6 303 152,27**	**6 565 914,47**	**6 839 708,33**	**7 125 000,65**	**7 422 278,16**	**7 732 048,36**	**8 054 840,45**	**8 391 206,22**
4.1	**Расходы на топливо (основное)**	**3 046 851,85**	**3 171 772,78**	**3 298 643,69**	**3 430 589,44**	**3 567 813,01**	**3 710 525,53**	**3 858 946,55**	**4 013 304,42**	**4 173 836,59**	**4 340 790,06**	**4 514 421,66**	**4 694 998,53**	**4 882 798,47**	**5 078 110,41**	**5 281 234,82**	**5 492 484,21**	**5 712 183,58**	**5 940 670,93**	**6 178 297,76**	**6 425 429,67**	**6 682 446,86**
4.2	**расходы, связанные с созданием нормативных запасов топлива, включая расходы по обслуживанию заемных средств, привлекаемых для этих целей**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.3	**Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы, в том числе:**	**569 908,91**	**640 007,70**	**698 248,40**	**732 462,57**	**768 353,24**	**806 002,55**	**845 496,67**	**886 926,01**	**930 385,39**	**975 974,27**	**1 023 797,01**	**1 073 963,06**	**1 126 587,25**	**1 181 790,03**	**1 239 697,74**	**1 300 442,93**	**1 364 164,63**	**1 431 008,70**	**1 501 128,13**	**1 574 683,40**	**1 651 842,89**
4.3.1	**электрическая энергия, в том числе:**	**569 908,91**	**640 007,70**	**698 248,40**	**732 462,57**	**768 353,24**	**806 002,55**	**845 496,67**	**886 926,01**	**930 385,39**	**975 974,27**	**1 023 797,01**	**1 073 963,06**	**1 126 587,25**	**1 181 790,03**	**1 239 697,74**	**1 300 442,93**	**1 364 164,63**	**1 431 008,70**	**1 501 128,13**	**1 574 683,40**	**1 651 842,89**
4.3.1.1	на технологические нужды ээ	569 908,91	640 007,70	698 248,40	732 462,57	768 353,24	806 002,55	845 496,67	886 926,01	930 385,39	975 974,27	1 023 797,01	1 073 963,06	1 126 587,25	1 181 790,03	1 239 697,74	1 300 442,93	1 364 164,63	1 431 008,70	1 501 128,13	1 574 683,40	1 651 842,89
4.3.1.1.1	объем электрической энергии на производственные нужды	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43	62,43
4.3.1.1.2	тариф на электрическую энергию на производственные нужды	9,13	10,25	11,18	11,73	12,31	12,91	13,54	14,21	14,90	15,63	16,40	17,20	18,05	18,93	19,86	20,83	21,85	22,92	24,04	25,22	26,46

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
4.3.2	**покупная тепловая энергия, в том числе:**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.4	**Расходы на холодную воду**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.5	**Расходы на теплоноситель**	**25 901,17**	**26 989,02**	**28 095,57**	**29 219,39**	**30 388,17**	**31 603,69**	**32 867,84**	**34 182,56**	**35 549,86**	**36 971,85**	**38 450,73**	**39 988,76**	**41 588,31**	**43 251,84**	**44 981,91**	**46 781,19**	**48 652,44**	**50 598,53**	**52 622,47**	**54 727,37**	**56 916,47**
4.5.1	объем теплоносителя на технологические нужды	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20	332,20
4.5.2	тариф на теплоноситель	77,97	81,24	84,57	87,96	91,48	95,13	98,94	102,90	107,01	111,29	115,75	120,38	125,19	130,20	135,41	140,82	146,46	152,31	158,41	164,74	171,33
V	**Прибыль**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
VI	**Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования, всего в том числе:**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
VII	**Величина выравнивания НВВ**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
VIII	**ИТОГО необходимая валовая выручка**	**7 130 746,46**	**7 515 204,63**	**7 811 005,64**	**8 090 872,78**	**8 381 093,59**	**8 682 063,34**	**8 994 192,86**	**9 317 909,17**	**9 653 656,11**	**10 001 895,04**	**10 363 105,54**	**10 737 786,15**	**11 126 455,17**	**11 529 651,39**	**11 947 935,02**	**12 381 888,49**	**12 832 117,37**	**13 299 251,36**	**13 783 945,22**	**14 286 879,80**	**14 808 763,16**
Расчет тарифа на тепловую энергию (мощность)																						
1	**Одноставочный тариф, в том числе**																					
	1 полугодие	3 318,76	3 510,15	3 510,15	3 779,03	3 779,03	4 055,16	4 055,16	4 352,14	4 352,14	4 671,61	4 671,61	5 015,33	5 015,33	5 385,19	5 385,19	5 783,25	5 783,25	6 211,72	6 211,72	6 673,02	6 673,02
	2 полугодие	3 745,21	3 510,15	3 840,51	3 779,03	4 103,16	4 055,16	4 403,76	4 352,14	4 727,12	4 671,61	5 075,03	5 015,33	5 449,41	5 385,19	5 852,35	5 783,25	6 286,08	6 211,72	6 753,05	6 673,02	7 255,88
	темп изменения		0,94	1,09	0,98	1,09	0,99	1,09	0,99	1,09	0,99	1,09	0,99	1,09	0,99	1,09	0,99	1,09	0,99	1,09	0,99	1,09

** Регулирующий орган в сфере тарифного регулирования (ДТР Томской области) при установлении тарифов анализирует тарифную заявку ресурсоснабжающей организации и принимает с учетом требований действующего законодательства Российской Федерации и оценки доступности тарифов для потребителей решение о составе затрат тарифной сметы ресурсоснабжающей организации.*

Таблица 15.9 – Тарифно-балансовая модель системы теплоснабжения котельной п. Орловка

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
Баланс																						
1	Производство тепловой энергии	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75	2 272,75
2	Собственные нужды источника тепла	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
3	Отпуск с коллекторов источника	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15
4	Покупная энергия	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Отпуск в сеть	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15	2 266,15
6	Потери	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45	336,45
7	Потребители из сети	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70
8	ПО (с учетом потребителей на коллекторе)	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70
8.1	Собственное потребление	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8.2	Реализация сторонним потребителям	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70	1 929,70
Смета расходов																						
I	**Индекс изменения операционных расходов**	**1,082**	**1,043**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**
1	**Индекс потребительских цен**	**1,093**	**1,054**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**
2	**Индекс эффективности операционных расходов (ИР)**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**
3	**Индекс изменения количества активов (ИКА)**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4	**Коэффициент эластичности затрат по росту активов (Кэл)**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**
5	**Индекс изменения операционных расходов**	**1,082**	**1,043**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**
II	**Операционные (подконтрольные расходы)**	**2 765 522,67**	**2 885 712,29**	**2 971 129,37**	**3 059 074,80**	**3 149 623,42**	**3 242 852,27**	**3 338 840,70**	**3 437 670,38**	**3 539 425,42**	**3 644 192,42**	**3 752 060,51**	**3 863 121,50**	**3 977 469,90**	**4 095 203,01**	**4 216 421,02**	**4 341 227,08**	**4 469 727,40**	**4 602 031,33**	**4 738 251,46**	**4 878 503,70**	**5 022 907,41**
2.0	**базовый уровень операционных расходов**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**	**2 178 401,44**
III	**Неподконтрольные расходы**	**1 158 594,46**	**1 171 823,76**	**1 211 333,73**	**1 251 167,72**	**1 292 357,53**	**1 334 951,16**	**1 378 998,38**	**1 424 550,81**	**1 471 661,96**	**1 520 387,36**	**1 570 784,56**	**1 622 913,28**	**1 676 835,46**	**1 732 615,35**	**1 790 319,58**	**1 850 017,29**	**1 911 780,23**	**1 975 682,81**	**2 041 802,24**	**2 110 218,65**	**2 181 015,19**
3.1	**расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
3.2	**арендная плата, концессионная плата, лизинговые платежи всего, в том числе:**	**2 183,64**	**2 301,56**	**2 393,62**	**2 489,36**	**2 588,94**	**2 692,50**	**2 800,20**	**2 912,20**	**3 028,69**	**3 149,84**	**3 275,83**	**3 406,87**	**3 543,14**	**3 684,87**	**3 832,26**	**3 985,55**	**4 144,97**	**4 310,77**	**4 483,20**	**4 662,53**	**4 849,03**
3.3	**Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.4	**отчисления на социальные нужды всего, в том числе:**	**835 187,85**	**871 485,11**	**897 281,07**	**923 840,59**	**951 186,27**	**979 341,38**	**1 008 329,89**	**1 038 176,45**	**1 068 906,48**	**1 100 546,11**	**1 133 122,27**	**1 166 662,69**	**1 201 195,91**	**1 236 751,31**	**1 273 359,15**	**1 311 050,58**	**1 349 857,67**	**1 389 813,46**	**1 430 951,94**	**1 473 308,12**	**1 516 918,04**
3.4.1	отчисления на социальные нужды от фонда оплаты производственного персонала	616 762,18	643 566,67	662 616,24	682 229,68	702 423,68	723 215,42	744 622,59	766 663,42	789 356,66	812 721,62	836 778,18	861 546,81	887 048,60	913 305,24	940 339,07	968 173,11	996 831,03	1 026 337,23	1 056 716,81	1 087 995,63	1 120 200,30
3.4.2	отчисления на социальные нужды от фонда оплаты административно-управленческого персонала	218 425,67	227 918,44	234 664,83	241 610,91	248 762,59	256 125,97	263 707,29	271 513,03	279 549,82	287 824,49	296 344,09	305 115,88	314 147,31	323 446,07	333 020,07	342 877,47	353 026,64	363 476,23	374 235,13	385 312,49	396 717,74
3.4.a	% расходов на уплату страховых взносов в ПФ, ФСС, ОМС	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
3.4.b	% платежей в фонд социального страхования от несчастных случаев	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
3.5	**расходы по сомнительным долгам (из состава внереализационных расходов)**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.6	**амортизация основных средств и нематериальных активов, в том числе:**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.7	**другие обосновывающие расходы, в том числе**	**53 261,23**	**56 137,33**	**58 382,83**	**60 718,14**	**63 146,87**	**65 672,74**	**68 299,65**	**71 031,64**	**73 872,90**	**76 827,82**	**79 900,93**	**83 096,97**	**86 420,85**	**89 877,68**	**93 472,79**	**97 211,70**	**101 100,17**	**105 144,17**	**109 349,94**	**113 723,94**	**118 272,89**
3.7.1	расходы на обслуживание заемных средств	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.7.2	расходы на услуги банков	53 261,23	56 137,33	58 382,83	60 718,14	63 146,87	65 672,74	68 299,65	71 031,64	73 872,90	76 827,82	79 900,93	83 096,97	86 420,85	89 877,68	93 472,79	97 211,70	101 100,17	105 144,17	109 349,94	113 723,94	118 272,89
3.8	**Прочие неподконтрольные расходы**	**38 849,76**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.9	**Единый налог при УСН**	**229 111,98**	**241 899,76**	**253 276,21**	**264 119,63**	**275 435,46**	**287 244,54**	**299 568,65**	**312 430,52**	**325 853,89**	**339 863,59**	**354 485,52**	**369 746,76**	**385 675,57**	**402 301,49**	**419 655,38**	**437 769,47**	**456 677,42**	**476 414,40**	**497 017,16**	**518 524,07**	**540 975,23**

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
3.10	**Выпадающие доходы/экономия средств, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования, в том числе:**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
IV	**Расходы на приобретение энергетических ресурсов**	**19 216 193,15**	**20 374 339,71**	**21 398 434,21**	**22 365 839,85**	**23 377 000,21**	**24 433 895,19**	**25 538 594,33**	**26 693 260,85**	**27 900 155,93**	**29 161 643,10**	**30 480 192,94**	**31 858 387,84**	**33 298 927,17**	**34 804 632,50**	**36 378 453,15**	**38 023 472,03**	**39 742 911,61**	**41 540 140,32**	**43 418 679,11**	**45 382 208,39**	**47 434 575,24**
4.1	**Расходы на топливо (основное)**	**18 210 555,60**	**19 248 557,27**	**20 172 488,02**	**21 080 249,98**	**22 028 861,23**	**23 020 159,98**	**24 056 067,18**	**25 138 590,21**	**26 269 826,76**	**27 451 968,97**	**28 687 307,57**	**29 978 236,41**	**31 327 257,05**	**32 736 983,62**	**34 210 147,88**	**35 749 604,54**	**37 358 336,74**	**39 039 461,89**	**40 796 237,68**	**42 632 068,38**	**44 550 511,45**
4.2	**расходы, связанные с созданием нормативных запасов топлива, включая расходы по обслуживанию заемных средств, привлекаемых для этих целей**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.3	**Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы, в том числе:**	**961 828,55**	**1 080 133,46**	**1 178 425,61**	**1 236 168,46**	**1 296 740,72**	**1 360 281,01**	**1 426 934,78**	**1 496 854,59**	**1 570 200,46**	**1 647 140,29**	**1 727 850,16**	**1 812 514,82**	**1 901 328,04**	**1 994 493,12**	**2 092 223,28**	**2 194 742,22**	**2 302 284,59**	**2 415 096,54**	**2 533 436,27**	**2 657 574,64**	**2 787 795,80**
4.3.1	**электрическая энергия, в том числе:**	**961 828,55**	**1 080 133,46**	**1 178 425,61**	**1 236 168,46**	**1 296 740,72**	**1 360 281,01**	**1 426 934,78**	**1 496 854,59**	**1 570 200,46**	**1 647 140,29**	**1 727 850,16**	**1 812 514,82**	**1 901 328,04**	**1 994 493,12**	**2 092 223,28**	**2 194 742,22**	**2 302 284,59**	**2 415 096,54**	**2 533 436,27**	**2 657 574,64**	**2 787 795,80**
4.3.1.1	на технологические нужды ээ	961 828,55	1 080 133,46	1 178 425,61	1 236 168,46	1 296 740,72	1 360 281,01	1 426 934,78	1 496 854,59	1 570 200,46	1 647 140,29	1 727 850,16	1 812 514,82	1 901 328,04	1 994 493,12	2 092 223,28	2 194 742,22	2 302 284,59	2 415 096,54	2 533 436,27	2 657 574,64	2 787 795,80
4.3.1.2	на хозяйственные нужды ээ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.3.2	**покупная тепловая энергия, в том числе:**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.4	**Расходы на холодную воду**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.5	**Расходы на теплоноситель**	**43 809,00**	**45 648,98**	**47 520,59**	**49 421,41**	**51 398,27**	**53 454,20**	**55 592,36**	**57 816,06**	**60 128,70**	**62 533,85**	**65 035,20**	**67 636,61**	**70 342,08**	**73 155,76**	**76 081,99**	**79 125,27**	**82 290,28**	**85 581,89**	**89 005,17**	**92 565,37**	**96 267,99**
4.5.1	объем теплоносителя на технологические нужды	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80	510,80
4.5.2	тариф на теплоноситель	85,77	89,37	93,03	96,75	100,62	104,65	108,83	113,19	117,71	122,42	127,32	132,41	137,71	143,22	148,95	154,90	161,10	167,54	174,25	181,22	188,47
V	**Прибыль**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
VI	**Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования, всего в том числе:**	-3 484 191,43	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	-3 484 191,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VII	**Величина выравнивания НВВ**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
VIII	**ИТОГО необходимая валовая выручка**	19 656 118,85	24 431 875,76	25 580 897,31	26 676 082,37	27 818 981,16	29 011 698,62	30 256 433,41	31 555 482,04	32 911 243,32	34 326 222,88	35 803 038,01	37 344 422,63	38 953 232,53	40 632 450,85	42 385 193,75	44 214 716,40	46 124 419,24	48 117 854,46	50 198 732,81	52 370 930,74	54 638 497,84
Расчет тарифа на тепловую энергию (мощность)																						
1	**Одноставочный тариф, в том числе**																					
	1 полугодие	9 979,53	10 478,22	13 256,41	13 256,41	14 416,22	14 416,22	15 679,35	15 679,35	17 055,11	17 055,11	18 553,68	18 553,68	20 186,16	20 186,16	21 964,65	21 964,65	23 902,38	23 902,38	26 013,75	26 013,75	28 314,50
	2 полугодие	10 478,22	15 747,61	13 256,41	14 626,52	14 416,22	15 908,34	15 679,35	17 304,49	17 055,11	18 825,28	18 553,68	20 481,99	20 186,16	22 286,91	21 964,65	24 253,43	23 902,38	26 396,22	26 013,75	28 731,23	28 314,50
	темп изменения		1,50	0,84	1,10	0,99	1,10	0,99	1,10	0,99	1,10	0,99	1,10	0,99	1,10	0,99	1,10	0,99	1,10	0,99	1,10	0,99

** Регулирующий орган в сфере тарифного регулирования (ДТР Томской области) при установлении тарифов анализирует тарифную заявку ресурсоснабжающей организации и принимает с учетом требований действующего законодательства Российской Федерации и оценки доступности тарифов для потребителей решение о составе затрат тарифной сметы ресурсоснабжающей организации.*

Таблица 15.10 – Тарифно-балансовая модель системы теплоснабжения котельной «ЦОК» п. Самусь

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
Баланс																						
1	Производство тепловой энергии	46 210,72	46 210,72	46 210,72	46 710,07	46 710,07	46 710,07	46 710,07	46 710,07	46 710,07	46 710,07	46 710,07	46 710,07	46 710,07	46 710,07	46 710,07	46 710,07	46 710,07	46 710,07	46 710,07	46 710,07	46 710,07
2	Собственные нужды источника тепла	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21	711,21
3	Отпуск с коллекторов источника	45 499,50	45 499,50	45 499,50	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86
4	Покупная энергия	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Отпуск в сеть	45 499,50	45 499,50	45 499,50	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86	45 998,86
6	Потери	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70	10 430,70
7	Потребители из сети	35 068,80	35 068,80	35 068,80	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16
8	ПО (с учетом потребителей на коллекторе)	35 068,80	35 068,80	35 068,80	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16
8.1	Собственное потребление	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8.2	Реализация сторонним потребителям	35 068,80	35 068,80	35 068,80	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16	35 568,16
Смета расходов																						
I	**Индекс изменения операционных расходов**	**1,082**	**1,043**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**
1	**Индекс потребительских цен**	**1,093**	**1,054**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**	**1,040**
2	**Индекс эффективности операционных расходов (ИР)**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**
3	**Индекс изменения количества активов (ИКА)**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4	**Коэффициент эластичности затрат по росту активов (Кэл)**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**	**0,75**
5	**Индекс изменения операционных расходов**	**1,082**	**1,043**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**	**1,030**
II	**Операционные (подконтрольные расходы)**	**15 699 492,10**	**16 547 264,67**	**17 037 063,71**	**17 541 360,79**	**18 060 585,07**	**18 595 178,39**	**19 145 595,67**	**19 712 305,30**	**20 295 789,54**	**20 896 544,91**	**21 515 082,64**	**22 151 929,08**	**22 807 626,18**	**23 482 731,92**	**24 177 820,78**	**24 893 484,28**	**25 630 331,41**	**26 388 989,22**	**27 170 103,30**	**27 974 338,36**	**28 802 378,78**
2.0	**базовый уровень операционных расходов**		**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**	**16 547 264,67**
2.1	**расходы на приобретение сырья и материалов:**	**386 804,54**	**407 691,98**																			
2.1.3	На текущее содержание и техническое обслуживание, всего в том числе	386 804,54	407 691,98																			
2.1.3.1	материалы на техническое обслуживание	158 568,94	167 131,66																			
2.1.3.2	специальная одежда	222 339,41	234 345,74																			

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
2.1.3.3	хозяйственный инвентарь и другие вспомогательные материалы	5 896,18	6 214,58																			
2.2	**ремонт основных средств, выполняемый подрядным способом**	**0,00**	**0,00**																			
2.3	**оплата труда всего, в том числе:**	**13 812 096,49**	**14 557 949,71**	**14 988 865,02**	**15 432 535,42**	**15 889 338,47**	**16 359 662,89**	**16 843 908,91**	**17 342 488,61**	**17 855 826,28**	**18 384 358,73**	**18 928 535,75**	**19 488 820,41**	**20 065 689,50**	**20 659 633,90**	**21 271 159,07**	**21 900 785,38**	**22 549 048,62**	**23 216 500,46**	**23 903 708,88**	**24 611 258,66**	**25 339 751,92**
2.3.1	оплата труда производственного персонала	11 580 254,68	12 205 588,44	12 566 873,85	12 938 853,32	13 321 843,38	13 716 169,94	14 122 168,57	14 540 184,76	14 970 574,23	15 413 703,23	15 869 948,85	16 339 699,33	16 823 354,43	17 321 325,72	17 834 036,96	18 361 924,46	18 905 437,42	19 465 038,37	20 041 203,51	20 634 423,13	21 245 202,05
2.3.1.1	численность производственного персонала	27,00	28,46																			
2.3.1.2	средняя ежемесячная заработная плата производственного персонала	35 741,53	37 671,57																			
2.3.2	оплата труда административно-управленческого персонала	2 231 841,81	2 352 361,27	2 421 991,16	2 493 682,10	2 567 495,09	2 643 492,95	2 721 740,34	2 802 303,85	2 885 252,04	2 970 655,50	3 058 586,91	3 149 121,08	3 242 335,06	3 338 308,18	3 437 122,10	3 538 860,92	3 643 611,20	3 751 462,09	3 862 505,37	3 976 835,53	4 094 549,86
2.3.2.1	численность административно-управленческого персонала	4,67	4,92																			
2.3.2.2	средняя ежемесячная заработная плата административно-управленческого персонала	39 840,93	41 992,34																			
2.4	**расходы на выполнение работ и услуг производственного характера (в том числе выполняемых по договорам со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями) всего, в том числе:**	**114 264,00**	**120 434,26**																			
2.4.2	регламентные работы	114 264,00	120 434,26																			

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
2.5	**расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациям, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг всего, в том числе:**	**996 121,56**	**1 049 912,13**																			
2.5.1	услуги связи	36 525,72	38 498,11																			
2.5.4	юридические, информационные, аудиторские и консультационные услуг	959 595,84	1 011 414,02																			
2.6	**Расходы на служебные командировки**	**0,00**	**0,00**																			
2.7	**Расходы на обучение персонала**	**0,00**	**0,00**																			
2.8	**арендная плата, концессионная плата, лизинговые платежи всего, в том числе:**	**0,00**	**0,00**																			
2.9	**другие расходы, связанные с производством и (или) реализацией продукции, в том числе**	**390 205,50**	**411 276,60**																			
2.9.1	охрана труда всего, в том числе:	140 401,89	147 983,59																			
2.9.1.5	медицинский осмотр	140 401,89	147 983,59																			
2.9.5	общехозяйственные расходы всего, в том числе:	249 803,61	263 293,01																			
2.9.5.1	прочие общехозяйственные расходы	249 803,61	263 293,01																			
2.10	**расходы на вывод из эксплуатации (в том числе на консервацию) и вывод из консервации (из состава внереализационных расходов)**	**0,00**	**0,00**																			

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
2.11	**Прочие операционные расходы**	**0,00**	**0,00**																			
III	**Неподконтрольные расходы**	5 017 731,77	5 363 590,28	5 517 406,76	5 669 473,25	5 823 151,02	5 981 524,58	6 144 739,82	6 312 947,26	6 486 302,21	6 664 964,94	6 849 100,84	7 038 880,57	7 234 480,28	7 436 081,73	7 643 872,53	7 858 046,30	8 078 802,90	8 306 348,61	8 540 896,35	8 782 665,93	9 031 884,25
3.1	**расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.2	**арендная плата, концессионная плата, лизинговые платежи всего, в том числе:**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.3	**Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:**	**14 541,06**	**15 326,28**	**15 939,33**	**16 576,91**	**17 239,98**	**17 929,58**	**18 646,76**	**19 392,63**	**20 168,34**	**20 975,07**	**21 814,08**	**22 686,64**	**23 594,11**	**24 537,87**	**25 519,38**	**26 540,16**	**27 601,77**	**28 705,84**	**29 854,07**	**31 048,23**	**32 290,16**
3.3.3	налоги, относимые к расходам, связанным с производством и реализацией продукции	14 541,06	15 326,28	15 939,33	16 576,91	17 239,98	17 929,58	18 646,76	19 392,63	20 168,34	20 975,07	21 814,08	22 686,64	23 594,11	24 537,87	25 519,38	26 540,16	27 601,77	28 705,84	29 854,07	31 048,23	32 290,16
3.3.3.5	прочие налоги	14 541,06	15 326,28	15 939,33	16 576,91	17 239,98	17 929,58	18 646,76	19 392,63	20 168,34	20 975,07	21 814,08	22 686,64	23 594,11	24 537,87	25 519,38	26 540,16	27 601,77	28 705,84	29 854,07	31 048,23	32 290,16
3.3.4	иные расходы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.4	**отчисления на социальные нужды всего, в том числе:**	**4 171 253,14**	**4 396 500,81**	**4 526 637,24**	**4 660 625,70**	**4 798 580,22**	**4 940 618,19**	**5 086 860,49**	**5 237 431,56**	**5 392 459,54**	**5 552 076,34**	**5 716 417,80**	**5 885 623,76**	**6 059 838,23**	**6 239 209,44**	**6 423 890,04**	**6 614 037,18**	**6 809 812,68**	**7 011 383,14**	**7 218 920,08**	**7 432 600,12**	**7 652 605,08**
3.4.1	отчисления на социальные нужды от фонда оплаты производственного персонала	3 497 236,91	3 686 087,71	3 795 195,90	3 907 533,70	4 023 196,70	4 142 283,32	4 264 894,91	4 391 135,80	4 521 113,42	4 654 938,38	4 792 724,55	4 934 589,20	5 080 653,04	5 231 040,37	5 385 879,16	5 545 301,19	5 709 442,10	5 878 441,59	6 052 443,46	6 231 595,78	6 416 051,02
3.4.2	отчисления на социальные нужды от фонда оплаты административно-управленческого персонала	674 016,23	710 413,10	731 441,33	753 091,99	775 383,52	798 334,87	821 965,58	846 295,76	871 346,12	897 137,96	923 693,25	951 034,57	979 185,19	1 008 169,07	1 038 010,88	1 068 736,00	1 100 370,58	1 132 941,55	1 166 476,62	1 201 004,33	1 236 554,06
3.4.a	% расходов на уплату страховых взносов в ПФ, ФСС, ОМС	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
3.4.b	% платежей в фонд социального страхования от несчастных случаев	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
3.5	**расходы по сомнительным долгам (из состава внереализационных расходов)**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.6	**амортизация основных средств и нематериальных активов, в том числе:**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.7	**другие обосновывающие расходы, в том числе**	**37 252,77**	**39 264,42**	**40 835,00**	**42 468,40**	**44 167,13**	**45 933,82**	**47 771,17**	**49 682,02**	**51 669,30**	**53 736,07**	**55 885,51**	**58 120,93**	**60 445,77**	**62 863,60**	**65 378,15**	**67 993,27**	**70 713,00**	**73 541,52**	**76 483,18**	**79 542,51**	**82 724,21**
3.7.2	расходы на услуги банков	37 252,77	39 264,42	40 835,00	42 468,40	44 167,13	45 933,82	47 771,17	49 682,02	51 669,30	53 736,07	55 885,51	58 120,93	60 445,77	62 863,60	65 378,15	67 993,27	70 713,00	73 541,52	76 483,18	79 542,51	82 724,21
3.8	**Прочие неподконтрольные расходы**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
3.9	**Единый налог при УСН**	794 684,79	912 498,77	933 995,19	949 802,25	963 163,68	977 042,99	991 461,39	1 006 441,04	1 022 005,04	1 038 177,46	1 054 983,45	1 072 449,24	1 090 602,18	1 109 470,82	1 129 084,96	1 149 475,69	1 170 675,45	1 192 718,11	1 215 639,02	1 239 475,07	1 264 264,80
3.10	**Выпадающие доходы/экономия средств, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования, в том числе:**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
IV	**Расходы на приобретение энергетических ресурсов**	59 545 940,15	70 251 520,85	71 779 044,17	72 719 193,67	73 395 796,05	74 104 638,87	74 847 265,36	75 625 292,95	76 440 416,79	77 294 413,52	78 189 145,16	79 126 563,30	80 108 713,37	81 137 739,16	82 215 887,60	83 345 513,72	84 529 085,85	85 769 191,13	87 068 541,20	88 429 978,24	89 856 481,28
4.1	**Расходы на топливо (основное)**	48 164 822,45	57 652 640,40	58 150 803,60	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62	58 445 118,62
4.2	**расходы, связанные с созданием нормативных запасов топлива, включая расходы по обслуживанию заемных средств, привлекаемых для этих целей**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.3	**Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы, в том числе:**	9 132 787,64	10 256 120,52	11 189 427,49	11 737 709,44	12 312 857,20	12 916 187,20	13 549 080,37	14 212 985,31	14 909 421,59	15 639 983,25	16 406 342,43	17 210 253,21	18 053 555,62	18 938 179,84	19 866 150,65	20 839 592,04	21 860 732,04	22 931 907,92	24 055 571,40	25 234 294,40	26 470 774,83
4.3.1	**электрическая энергия, в том числе:**	9 132 787,64	10 256 120,52	11 189 427,49	11 737 709,44	12 312 857,20	12 916 187,20	13 549 080,37	14 212 985,31	14 909 421,59	15 639 983,25	16 406 342,43	17 210 253,21	18 053 555,62	18 938 179,84	19 866 150,65	20 839 592,04	21 860 732,04	22 931 907,92	24 055 571,40	25 234 294,40	26 470 774,83
4.3.1.1	на технологические нужды ээ	9 132 787,64	10 256 120,52	11 189 427,49	11 737 709,44	12 312 857,20	12 916 187,20	13 549 080,37	14 212 985,31	14 909 421,59	15 639 983,25	16 406 342,43	17 210 253,21	18 053 555,62	18 938 179,84	19 866 150,65	20 839 592,04	21 860 732,04	22 931 907,92	24 055 571,40	25 234 294,40	26 470 774,83

№ п/п	Наименование показателя	2025 Год	2026 Год	2027 Год	2028 Год	2029 Год	2030 Год	2031 Год	2032 Год	2033 Год	2034 Год	2035 Год	2036 Год	2037 Год	2038 Год	2039 Год	2040 Год	2041 Год	2042 Год	2043 Год	2044 Год	2045 Год
4.3.1.1.1	объем электрической энергии на производственные нужды	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33	974,33
4.3.1.1.2	тариф на электрическую энергию на производственные нужды	9,37	10,53	11,48	12,05	12,64	13,26	13,91	14,59	15,30	16,05	16,84	17,66	18,53	19,44	20,39	21,39	22,44	23,54	24,69	25,90	27,17
4.3.2	**покупная тепловая энергия, в том числе:**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.4	**Расходы на холодную воду**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.5	**Расходы на теплоноситель**	**2 248 330,07**	**2 342 759,93**	**2 438 813,09**	**2 536 365,61**	**2 637 820,24**	**2 743 333,05**	**2 853 066,37**	**2 967 189,02**	**3 085 876,58**	**3 209 311,65**	**3 337 684,11**	**3 471 191,48**	**3 610 039,14**	**3 754 440,70**	**3 904 618,33**	**4 060 803,06**	**4 223 235,18**	**4 392 164,59**	**4 567 851,18**	**4 750 565,22**	**4 940 587,83**
4.5.1	объем теплоносителя на технологические нужды	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80	10 524,80
4.5.2	тариф на теплоноситель	213,62	222,59	231,72	240,99	250,63	260,65	271,08	281,92	293,20	304,93	317,13	329,81	343,00	356,72	370,99	385,83	401,27	417,32	434,01	451,37	469,42
V	**Прибыль**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
VI	**Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования, всего в том числе:**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
VII	**Величина выравнивания НВВ**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
VIII	**ИТОГО необходимая валовая выручка**	**80 263 164,02**	**92 162 375,81**	**94 333 514,64**	**95 930 027,71**	**97 279 532,14**	**98 681 341,83**	**100 137 600,85**	**101 650 545,51**	**103 222 508,54**	**104 855 923,36**	**106 553 328,64**	**108 317 372,96**	**110 150 819,84**	**112 056 552,81**	**114 037 580,91**	**116 097 044,30**	**118 238 220,16**	**120 464 528,96**	**122 779 540,86**	**125 186 982,54**	**127 690 744,30**
Расчет тарифа на тепловую энергию (мощность)																						
1	**Одноставочный тариф, в том числе**																					
	1 полугодие	2 298,00	2 545,35	2 689,96	2 689,96	2 735,02	2 774,43	2 815,37	2 857,91	2 902,10	2 948,03	2 995,75	3 045,35	3 096,89	3 150,47	3 206,17	3 264,07	3 324,27	3 386,86	3 451,95	3 519,64	3 590,03
	2 полугодие	2 545,35	2 739,84	2 689,96	2 797,02	2 826,61	2 867,34	2 909,66	2 953,62	2 999,29	3 046,75	3 096,07	3 147,33	3 200,61	3 255,98	3 313,54	3 373,38	3 435,60	3 500,29	3 567,55	3 637,51	3 710,26
	темп изменения		1,08	0,98	1,04	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02

** Регулирующий орган в сфере тарифного регулирования (ДТР Томской области) при установлении тарифов анализирует тарифную заявку ресурсоснабжающей организации и принимает с учетом требований действующего законодательства Российской Федерации и оценки доступности тарифов для потребителей решение о составе затрат тарифной сметы ресурсоснабжающей организации.*

15.8 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий для конечных потребителей тепловой энергии внегородских территорий ЗАТО Северск

Включение в тарифы расходов на мероприятия инвестиционного характера в тарифы ресурсоснабжающих организаций, осуществляющих теплоснабжение на внегородских территориях ЗАТО Северск, не планируется.

УТВЕРЖДЕНА
постановлением
Администрации ЗАТО Северск
от 26.06.2025 № 1539-па

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ЗАКРЫТОГО АДМИНИСТРАТИВНО-ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
СЕВЕРСК ДО 2045 ГОДА
Актуализация на 2026 год

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ПСТ.ОМ.70-22.001.000

Разработчик: Общество с ограниченной ответственностью «НЭТ – Консалтинг»

Томск 2025

СОДЕРЖАНИЕ

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения ... 139
1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций ... 139
1.2 Зоны действия индивидуального теплоснабжения ... 140
1.2.1 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями ... 140
1.2.2 Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей ... 140
1.3 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения муниципального образования за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения ... 142
Часть 2. Источники тепловой энергии ... 142
2.1 ТЭЦ ЗАТО Северск ... 143
2.1.1 Структура и технические характеристики основного оборудования ... 143
2.1.2 Параметры установленной тепловой мощности источников тепловой энергии ... 143
2.1.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой мощности ... 143
2.1.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто ... 143
2.1.5 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса ... 143
2.1.6 Схема выдачи тепловой мощности ТЭЦ ... 144
2.1.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температуры и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха ... 148
2.1.8 Среднегодовая загрузка оборудования ... 150
2.1.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети ... 150
2.1.10 Характеристики водоподготовительных установок и подпиточных устройств ... 151
2.1.11 Описание топливного режима ... 152
2.1.12 Характеристики состояния золоотвалов ... 153
2.1.13 Эксплуатационные показатели функционирования источников комбинированной выработки ... 153
2.2 Котельные ЗАТО Северск ... 154
2.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования ... 154
2.2.2 Параметры установленной тепловой мощности источников тепловой энергии ... 154
2.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой мощности ... 154
2.2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто ... 155
2.2.5 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса ... 156
2.2.6 Схема выдачи тепловой мощности котельных ... 156
2.2.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температуры и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха ... 156
2.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования ... 156
2.2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети ... 156
2.2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии ... 157
2.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии ... 157
2.2.12 Характеристики водоподготовительных установок и подпиточных устройств ... 157
2.2.13 Описание топливного режима котелных ... 157
2.3 Изменения в характеристиках источников тепловой энергии ... 157
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты ... 158
3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения ... 158
3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме или на бумажном носителе ... 163
3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам ... 166
3.3.1 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях ... 167
3.3.2 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов ... 167
3.4 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности ... 168
3.5 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети ... 171
3.6 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики ... 171
3.7 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет ... 179
3.8 Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет ... 179
3.9 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов ... 179
3.10Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей ... 179
3.11 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя ... 180
3.12 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года ... 180

3.13 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения ... 180
3.14 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям ... 180
3.15 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя ... 181
3.16 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи ... 182
3.17 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций ... 182
3.18 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления ... 182
3.19 Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию. 183
3.20 Данные энергетических характеристик тепловых сетей ... 185
3.21 Описание изменений характеристик тепловых сетей ... 185
Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии ... 185
4.1 Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения поселения, включая перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии ... 189
4.2 Описание изменений зон действия источников тепловой энергии ... 189
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии ... 189
5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии ... 189
5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии ... 189
5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии ... 189
5.4 Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом ... 189
5.4.1 Тепловые нагрузки промышленных предприятий (потребление тепловой энергии промышленными предприятиями) ... 191
5.4.2 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение ... 191
5.5 Сравнения величины договорной и фактической нагрузки на основании данных фактического отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ ... 194
5.6 Описание изменений тепловых нагрузок и теплопотребления ... 194
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии ... 195
6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии ... 195
6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии ... 196
6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю ... 196
6.4 Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения ... 203
6.5 Описание изменений в балансах тепловой мощности и нагрузки ... 203
Часть 7. Балансы теплоносителя ... 203
7.1 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть ... 203
7.1.1 Зоны действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии ... 204
7.1.2 Зоны действия котельных г. Северска ... 204
7.2 Описание годовых расходов теплоносителя на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии ... 205
7.3 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения ... 206
7.4 Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения ... 206
Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом ... 206
8.1 Описание видов и количества, используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии ... 206
8.1.1 Источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии ... 206
8.1.2 Котельные ... 207
8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями ... 207
8.3 Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха ... 208
8.4 Особенности характеристик топлив в зависимости от мест поставки ... 208
8.5 Описание приоритетного направления развития топливного баланса ЗАТО Северск ... 209
8.6 Описание изменений существующих топливных балансов ... 209
Часть 9. Надежность теплоснабжения ... 209
9.1 Определение надежности теплоснабжения ... 209
9.2 Методика расчета показателей надежности теплоснабжения ... 210
9.3 Порядок расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей ... 212
9.4 Расчет показателей надежности тепловых сетей в зоне действия энергоисточников ЗАТО Северск на отопительный период 2023/2024 года ... 213
9.5 Расчет вероятности безотказной работы существующего положения системы теплоснабжения ЗАТО Северск ... 213

9.6 Сводные результаты расчетов вероятностных показателей надежности для всех потребителей ТЭЦ АО «РИР» ... 218
9.7 Расчет вероятности безотказной работы перспективного состояния схемы теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 г. ... 219
9.8 Расчет показателей надежности тепловых сетей в зоне действия котельных ... 223
9.9 Выводы и предложения по тепловым сетям ... 229
Часть 10. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций ... 230
10.1 Технико-экономические показатели работы ТЭС г. Северска ... 230
10.1.1 Выработка и отпуск электроэнергии на ТЭС г. Северска ... 230
10.1.2 Отпуск тепловой энергии источника АО «РИР» ... 230
10.1.3 Удельные расходы топлива по ТЭС г. Северска ... 230
10.1.4 Затраты тепла на собственные нужды источника АО «РИР» ... 231
10.2 Технико-экономические показатели работы котельных города ... 231
10.2.1 Отпуск тепловой энергии котельными в 2024 г. ... 231
10.2.2 Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии ... 232
10.2.3 Собственные нужды котельных ... 232
10.2.4 Структура себестоимости производства, передачи и распределения тепловой энергии ... 232
10.3 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения ... 233
Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения ... 234
11.1 Описание динамики утвержденных цен (тарифов) по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет ... 234
11.2 Описание структуру цен (тарифов), установленных на момент актуализации схемы теплоснабжения ... 240
11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения ... 240
11.4 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей ... 242
11.5 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения ... 242
Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения ... 242
12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) ... 242
12.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) ... 243
12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения ... 243
12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения ... 243
12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения ... 243

ЧАСТЬ 1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Городской округ ЗАТО Северск расположен в южной части Томской области, северо-западнее областного центра и имеет смежные границы на юго-востоке с г. Томском, на востоке – с Томским районом, на юго-западе и западе граница земель проходит по урезу правого берега реки Томь. Расстояние от границы г. Северск до границы г. Томска – 3,47 км, до ближайшей железнодорожной станции Томск-II – 8,45 км.

Существующая система централизованного теплоснабжения ЗАТО Северск разделена на три части: система теплоснабжения г. Север-ска, система теплоснабжения п. Самусь и система теплоснабжения п. Орловка.

В г. Северске теплоснабжение жилищного фонда и объектов социально-бытового и культурного назначения, а также промышленных объектов производится от теплоэлектроцентрали (далее – ТЭЦ) по тепловым сетям Открытого акционерного общества «Тепловые сети» (далее – ОАО ТС). Передача тепловой энергии в паре и горячей воде потребителям промышленной зоны, подключенным к тепловым сетям АО «СХК», осуществляется сетевой компанией АО «СХК». Передача тепловой энергии в горячей воде потребителям промышленной зоны, подключенным к 3-й северной тепломагистрали, осуществляется АО «РИР».

Зона эксплуатациионной ответственности АО «СХК» в системе теплоснабжения от БУ-2 распространяется на всю систему теплоснабжения за исключениием территориий, находящихся в эксплуатационной ответственности АО «РИР». Зона эксплуатационной ответственности АО «РИР» распространяется на зону прохождения 3-й северной тепломагитрали.

Функциональная структура теплоснабжения г. Северска представлена на рисунке

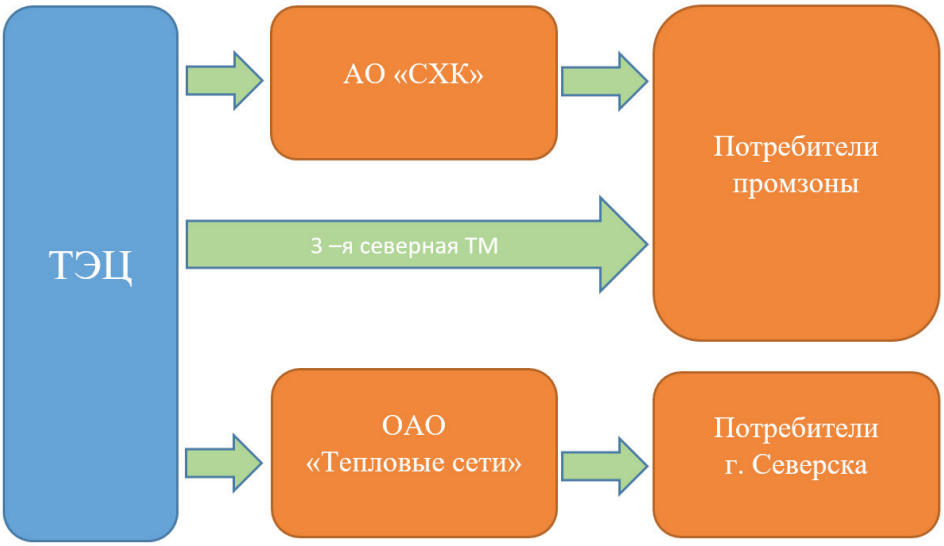


Рисунок 1.1 – Функциональная структура теплоснабжения г. Северска

В п. Самусь производство и транспортировка тепловой энергии осуществляются МКП ЗАТО Северск «Самусьский водоканал» (далее – МКП «СВК»), эксплуатирующим центральную отопительную котельную (ЦОК) п. Самусь и котельную по ул. Камышка п. Самусь.

Функциональная структура теплоснабжения п. Самусь представлена на рисунке 1.2.

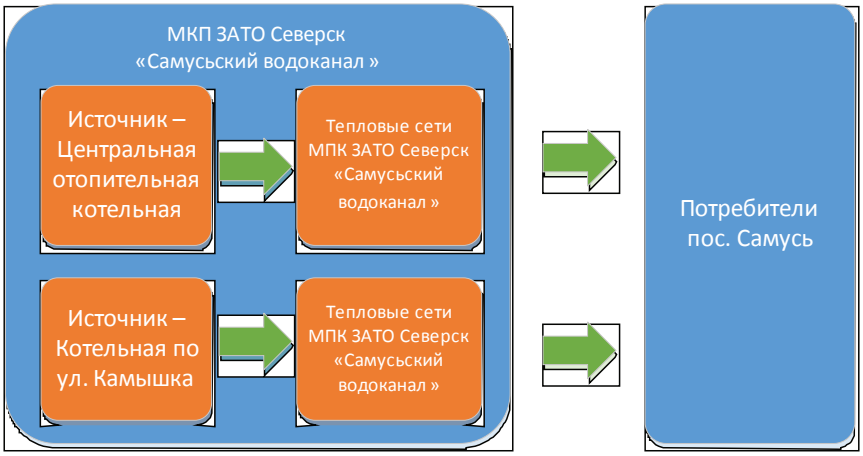


Рисунок 1.2 – Функциональная структура теплоснабжения п. Самусь

В п. Орловка производство и транспортировка тепловой энергии осуществляется ООО «Уют Орловка». ООО «Уют Орловка» эксплуатирует отопительную котельную п. Орловка по ул. Чкалова, 32 стр.2.

Функциональная структура теплоснабжения п. Орловка представлена на рисунке 1.3.

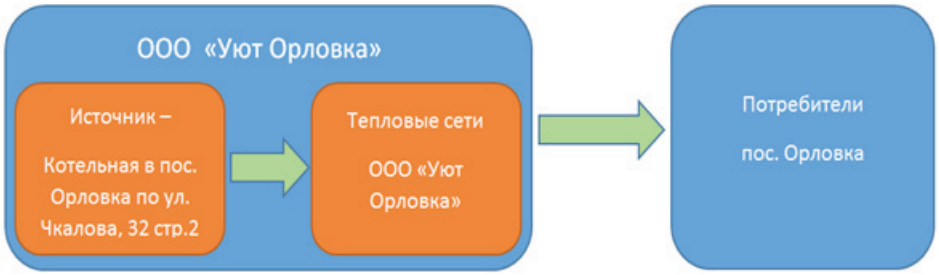


Рисунок 1.3 – Функциональная структура теплоснабжения п. Орловка

1.2 Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Зонами действия индивидуального теплоснабжения в ЗАТО Северск являются:
- зона индивидуальной жилой застройки на территории г. Северска;
- зоны частного малоэтажного жилищного фонда п. Самусь и п. Орловка;
- территория д. Кижирово.

1.2.1 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

В настоящее время в системе централизованного теплоснабжения г. Северска статус единой теплоснабжающей организации присвоен АО «Росатом Инфраструктурные решения» (далее – АО «РИР»). АО «РИР» продает тепловую энергию и теплоноситель сетевой организации ОАО «Тепловые сети» (далее – ОАО ТС) и потребителям промышленной площадки в виде горячей воды и пара от своих сетей. В промышленной зоне АО «СХК» покупает оптом у АО «РИР» тепловую энергию в горячей воде и паре и перепродает ее потребителям подключенным к сетям АО «СХК».

В договорах на отпуск тепловой энергии границы ответственности за состояние и обслуживание систем теплоснабжения определяются их балансовой принадлежностью и фиксируются в прилагаемом к каждому договору акте или схеме. Границей ответственности для жилых домов принята наружная плоскость стены здания.

В п. Самусь и п. Орловка выработка, транспортировка и сбыт тепловой энергии совмещены в рамках одних теплоснабжающих организаций.

В соответствии с ч. 2 ст. 13, ст. 15 ФЗ «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г. №190-ФЗ поставка тепловой энергии осуществляется в соответствии с заключаемыми договорами энергоснабжения.

В ЗАТО Северск сложилась следующая структура договорных отношений:

1. С Управляющими компаниями, Товариществами собственников жилья, Жилищными кооперативами или иными специализированными потребительскими кооперативами, заключается договор ресурсоснабжения в целях содержания общего имущества многоквартирных домов, в соответствии правил, установленных в «Правилах, обязательных при заключении управляющей организацией или товариществом собственников жилья либо жилищным кооперативом или иным специализированным потребительским кооперативом договоров с ресурсоснабжающими организациями», утв. Постановлением Правительства РФ от 14.02.2012 г. №124.

По договору ресурсоснабжения в целях содержания общего имущества многоквартирных домов, платежные документы выставляют Управляющим компаниям, Товариществам собственников жилья, Жилищным кооперативам или иным специализированным потребительским кооперативам.

2. При выборе в жилом многоквартирном доме непосредственной формы управления начисление и выставление платежных документов осуществляется напрямую потребителям, в соответствии с открытыми лицевыми счетами.

3. В соответствии с ч. 1 ст. 157.2 ЖК РФ и «Правил предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» утв. Постановлением Правительства РФ от 06.05.2011 г. №354. (ред. 13.07.2019 г.), заключают «Прямые» договоры между собственниками помещений в многоквартирном доме и ресурсоснабжающей организацией (в случае принятия общим собранием собственников помещений в многоквартирном доме решения о заключении договора с ресурсоснабжающей организацией.)

5. С потребителями, занимающими встроенные помещения в жилом многоквартирном доме или часть нежилых помещений заключаются договоры на поставку тепловой энергии в горячей воде.

6. С бюджетными учреждениями заключаются муниципальные или государственные контракты энергоснабжения или гражданско-правовые договоры в соответствии требованиями с Федеральным законом № 44-ФЗ от 05.04.2013 «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд».

7. С юридическим лицами, занимающими на праве собственности или ином законном праве административные здания, имеющие непосредственное присоединение к сетям Энергоснабжающей организации, заключаются договоры на поставку тепловой энергии в горячей воде в соответствии с ФЗ «О теплоснабжении» №190-ФЗ, Правилами организации теплоснабжения в РФ, утв. постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 г. № 808.

В п. Самусь и п. Орловка выработка, транспортировка и сбыт тепловой энергии совмещены в рамках одних теплоснабжающих организаций.

1.2.2 Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей

В ЗАТО Северск функционирует Единая дежурно-диспетчерская служба (ЕДДС), осуществляющая, в том числе, прием и обработку обращений граждан по вопросам предоставления услуг жилищно-коммунального комплекса и теплоснабжения. Свои диспетчерские службы также имеются в теплоснабжающих и теплосетевых организациях.

Информация о возникновении чрезвычайных ситуаций в системе теплоснабжения (аварии и инциденты на тепловых сетях, источниках теплоснабжения, нарекания потребителей на качество теплоснабжения и ГВС) принимается и оперативно передается между указанными службами дежурными диспетчерами. Для обеспечения ликвидации аварийных ситуаций и инцидентов на объектах в теплоснабжающих организациях предусмотрен дежурный персонал.

Помимо информации о чрезвычайных ситуациях между диспетчерскими службами теплоснабжающих организаций осуществляется обмен оперативной и технологической информацией.

1.3 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения муниципального образования за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В системах теплоснабжения п. Самусь изменилась теплоснабжающая организация.

ЧАСТЬ 2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Теплоснабжение потребителей ЗАТО Северск осуществляется от источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – теплоэлектроцентрали ТЭЦ филиал АО «РИР» в г. Северск и локальных котельных:
- Центральная отопительная котельная (ЦОК) МКП «СВК» (п. Самусь);
- Котельная по ул. Камышка МКП «СВК» (п. Самусь).
- Котельная ООО «Уют Орловка» (п. Орловка).

Расположение источников теплоснабжения на территории ЗАТО Северск представлено на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Расположение источников теплоснабжения на территории ЗАТО Северск

Общая установленная тепловая мощность источников ЗАТО Северск, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки, на конец 2024 года составила 1641,6 Гкал/ч.

Описание источников тепловой энергии основано на данных, полученных от теплоснабжающих организаций:
- АО «РИР»;
- МКП «СВК» (п. Самусь);
- ООО «Уют Орловка» (п. Орловка).

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии в г. Северске осуществляется на ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северск (в дальнейшем – ТЭЦ) – промышленной электроцентрали с набором основного установленного оборудования, позволяющей удовлетворять производственные и отопительные тепловые нагрузки внешних потребителей с комбинированной выработкой теплоты, и электроэнергии. Тепловая энергия в виде пара и горячей воды (отопление, горячее водоснабжение, вентиляция) отпускается потребителям из теплофикационных и производственных отборов паровых турбин типа «Т», «ПТ» и «Р».

ТЭЦ введена в эксплуатацию в 1953 г. Основные мощности электростанции введены в работу в период 1953-1961 годов.

Центральная отопительная котельная (ЦОК) п. Самусь (МКП «СВК») введена в эксплуатацию в 1984 г., работает на природном газе, резервное топливо – топочный мазут марки М-100. В котельной установлены три паровых котла: два котла типа ДКВР-10-13 ГМ единичной мощностью 5,62 Гкал/ч и один котел типа ДЕ 25-14 ГМ-О единичной мощностью 14,04 Гкал/ч. Все котлы производства ОАО «Бийский котель-ный завод» г. Бийск. Установленная мощность котельной составляет 25,28 Гкал/ч.

Котельная по ул. Камышка п. Самусь (МКП «СВК») введена в эксплуатацию в 1977 г., работает на твердом топливе (уголь). Установлены 3 водогрейных котла: КВр-1,86ТТ, НР – 18 и КВр-1,63. Установленная мощность котельной составляет 3,77 Гкал/час.

Модульно-газовая котельная п. Орловка (ООО «Уют Орловка») установленной мощностью 1,84 Гкал/ч, введена в эксплуатацию в 2014 г. Установлены 2 котла RIELLO RTQ 1020. Вид основного топлива – газ. В данный период котельная работает на резервном дизельном топливе, по причине отсутствия газоснабжения котельной.

2.1 ТЭЦ ЗАТО Северск

2.1.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

Основное теплотехническое оборудование ТЭЦ включает в себя 9 турбоагрегатов и 12 котлов барабанного типа, П-образной компо-новки, в целом имеющих принципиальное и конструктивное сходство, несмотря на поставку различными котлостроительными заводами.

Турбины подразделяются на две группы по температуре свежего пара:

- турбины ст. № 1-2, 7, 10 – имеют температуру свежего пара 500 °С;
- турбины ст. № 9, 11, 13, 15 – имеют температуру свежего пара 535 °С.

У турбины ст. № 11 выполнена реконструкция с организацией отбора пара на нужды теплофикации.

В настоящее время на ТЭЦ разработан план замены устаревшего оборудования на период до 2025 г. включительно. В соответствии с этим планом предусматривается реконструкция котлоагрегатов и замена устаревшего турбинного оборудования. Турбоагрегат ст. № 13 введен в эксплуатацию во второй половине 2022 г. взамен турбоустановки ВКТ-100 ст. №12. На 2025 г. намечен ввод двух турбоагрегата типа ПР-30-90 в соответствии с распоряжением Правительства РФ № 232-р от 07.02.2020.

Состав и характеристики генерирующего оборудования ТЭЦ на 01.01.2025 приведены в таблицах 2.1-2.2.

Технические характеристики редукционно-охладительных установок (далее – РОУ) ТЭЦ представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.1 – Технические характеристики теплофикационных турбоагрегатов ТЭЦ

Турбоагрегат	Ст. N	Завод изготовитель	Год ввода	УЭМ, МВт	УТМ, Гкал/ч			Давление острого пара, кгс/см²	Температура острого пара, град. °С
					УТМ всего, Гкал/час	Отопительных отборов	Промышленных отборов		
ВТ-25-4	1	ЛМЗ	1953	25	76,0	76,0	0,0	90	500
ВПТ-25-3	2	ЛМЗ	1953	25	91,5	21,5	70,0	90	500
ВПТ-25-3	7	УТЗ	1956	25	91,5	21,5	70,0	90	500
Р-12-90/16М	9	КТЗ	1982	12	90,0	0,0	90,0	90	535
Т-115-8,8	10	ЛМЗ	2008	100	156,0	156,0	0,0	90	500
ВКТ-100М	11	ХТГЗ	1959	100	158,0	158,0	0,0	90	535
Тп-100/110-90	13	УТЗ	2010	100	165	165	0,0	90	535
Р-12-90/18М	15	КТЗ	1988	12	90,0	0,0	90,0	90	535
Итого:	**9 шт.**	**-**	**-**	**449**	**1 021**	**701**	**320**	**-**	**-**

Таблица 2.2 – Технические характеристики энергетических котлоагрегатов ТЭЦ

Марка котла	Ст. N	Год ввода	Производительность, т/ч	Параметры острого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см²	температура, °С	основное	резервное
ТП-230-2	2	1953	230	100	510	уголь	нет
БКЗ-230-9,8-510 КГТ	5	2009	230	100	510	уголь	газ
ТП-230-2	6	1955	230	100	510	уголь	нет
ТП-230-2	7	1956	230	100	510	уголь	нет
ТП-230	10	1959	230	100	510	уголь	газ
ТП-230	11	1959	230	100	510	уголь	газ
ТП-10	12	1959	220	100	540	уголь	нет
БКЗ-230-9,8-540 КГТ	13	2024 (плановый)	230	100	540	уголь	газ
ТП-10	14	1960	220	100	540	уголь	нет
ТП-10	15	1960	220	100	540	уголь	газ
БКЗ-230-9,8-540 КГТ	16	2009	230	100	540	уголь	газ
ТП-12	18	1961	220	100	540	уголь	газ
БКЗ-210-140-9	20	2000	210	100	540	уголь	газ
БКЗ-210-9,8-540 КГТ	21	2009	210	100	540	уголь	газ
ИТОГО	14 шт.						

Таблица 2.3 – Технические характеристики редукционно-охладительных установок ТЭЦ

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
РОУ 100/13 ст. №1	100	1953
РОУ 100/13 ст. №8	100	1966
РОУ 100/13 ст. №2	150	1961
РОУ 100/13 ст. №4	150	1967
РОУ 100/13 ст. №12	150	2008
РОУ 100/13 ст. №13	150	2008
РОУ 100/13 ст. №14	150	2008
РОУ 100/1,2 ст. №7	100	1967
РОУ 100/1,2 ст. №9	100	1954
РОУ 100/21 ст. №5	150	1966
РОУ 100/21 ст. №6	150	1966
БРОУ 100/18 ст. №1	100	1961
БРОУ 100/21 ст. №2	100	1961
РРОУ 100/13 ст.№1	50	1953
РОУ 100/1,2 ст.№2	50	1959

2.1.2 Параметры установленной тепловой мощности источников тепловой энергии

Установленная тепловая мощность ТЭЦ по данным на 01.01.2025 г составляет: по паро-производительности котлоагрегатов – 1610,8 Гкал/ч, по отборам турбоагрегатов – 918,0 Гкал/ч.

Данные по установленной электрической и тепловой мощности ТЭЦ за ретроспективный период представлены в таблице 2.4.

Значения установленной мощности отопительных и производственных отборов паровых турбин представлены ранее в таблице 2.1.

Таблица 2.4 – Установленная электрическая и тепловая мощность ТЭЦ за 2019–2023 гг.

Год	Электрическая мощность, МВт		Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
	установленная	располагаемая на конец года	общая	теплофикационных отборов турбин
2020	449,0	407,584	1713,8	1021,0
2021	449,0	407,584	1720,8	1021,0
2022	399,0	368,8	1610,8	918,0
2023	399,0	368,8	1610,8	918,0
2024	399,0	368,8	1610,8	918,0

Ограничения эл.мощности складываются из ограничений по ТА № 9, 15 (типа «Р»), вызванных потреблением пара АО «СХК» из противодавления данных ТА и носят круглогодичный характер.

2.1.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой мощности

Ограничения тепловой мощности ТЭЦ определяются невостребованностью паровой нагрузки с параметрами 1,6 МПа из противодавления турбоагрегатов №№ 9, 15 типа Р-12-90/18М.

На 01.01.2025 ограничения установленной тепловой мощности ТЭЦ отсутствуют.

Значения расчетного потребления тепловой мощности на собственные нужды ТЭЦ и тепловая мощность нетто станции в ретроспективном периоде приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собст-венные нужды, тепловая мощность нетто ТЭЦ за 2019–2023 гг.

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч
	турбоагрегатов	Прочее (РОУ)	всего		
2020	1021	692,8	1713,8	99,0	1614,8
2021	1028	692,8	1720,8	99,0	1621,8
2022	918,0	692,8	1610,8	0,0	1610,8
2023	918,0	692,8	1610,8	0,0	1610,8
2024	918,0	692,8	1610,8	0,0	1610,8

2.1.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды тепло-снабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

В таблице 2.6 приведены значения потребления тепловой мощности на собственные нужды и параметры тепловой мощности нетто для источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

Таблица 2.6 – Установленная, располагаемая тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, потребление тепловой мощности на собственные нужды, тепловая мощность нетто

Год	Установленная мощность, Гкал/ч			Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла, Гкал/ч	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата, Гкал/ч
	турбоагрегатов	прочее	всего						
2022	918,0	692,8	1610,8	0,0	1610,8	40,0	1570,8	1428,8	1445,8
2023	918,0	692,8	1610,8	0,0	1610,8	41,4	1569,4	1427,6	1445,8
2024	918,0	692,8	1610,8	0,0	1610,8	41,4	1569,4	1427,6	1445,8

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

Данные по годам ввода в эксплуатацию, наработке и срокам достижения паркового ресурса энергетических котлов и паровых турбин ТЭЦ приведены в таблицах 2.7, 2.8.

Таблица 2.7 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов ТЭЦ на конец 2024-го года

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, тыс. час.	Год проведения последнего тех. диагностирования	Наработка на 01.01.25, час.
1	ТП-230-2	1953	350 000	2021	340 727
2	ТП-230-2	1953	369 449	-	347 577
5	БКЗ-230-9,8-510 КГТ	2009	100 000	2016	98 620
6	ТП-230-2	1955	360 000	2019	333 761
7	ТП-230-2	1956	320 000	2020	314 805
9	ТП-230-3	1957	325 000		312 806
10	ТП-230	1959	350 000		328 756
11	ТП-230	1959	325 000		336 981
12	ТП-10	1959	300 000		259 645
13	ТП-10	1959	300 000		—
14	ТП-10	1960	300 000		361 691
15	ТП-10	1960	300 000		298 385
16	БКЗ-230-9,8-540 КГТ	2009	100 000	2022	74 389
17	ТП-10	1961	300 000	2013	—

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, тыс. час.	Год проведения последнего тех. диагностирования	Наработка на 01.01.25, час.
18	ТП-12	1961	300 000	2013	259 080
20	БКЗ-210-140-9	2000	100 000	2013	52 961
21	БКЗ-210-9,8-540 КГТ	2009	100 000	-	53 436

Таблица 2.8 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин ТЭЦ на конец 2024-го года

Ст. №	Тип турбины	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Год проведения последнего тех. диагностирования	Наработка на 01.01.24, час.	Нормативное количество пусковм	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.
1	ВТ-25-4	1953	220 000	2020	450 104	900	400	463 434
2	ВПТ-25-3	1953	220 000	2021	483 550	900	338	497 395
3	ВК-50-2				263 696		306	
4	ВК-50-2				348 246		296	
5	ВК-50-2				360 236		272	
6	ВК-50-2М	1955			395 610		346	420 357
7	ВПТ-25-3	1956	220 000	2020	469 624	900	310	499 624
9	Р-12-90/16М	1982	270 000	-	171 709	900	143	270 000
10	Т-115-8,8	2008	200 000	-	81 215	900	111	200 000
11	ВКТ-100М	1959	270 000	2021	340 142	900	387	362 428
12	ВКТ-100М	1959	320 000		267 487		276	320 000
13	Тп-100/110-90	2022	170 000	-	17 898	900	19	170 000
14	ВКТ-100М						264	
15	Р-12-90/18М	1988	270 000	-	166 534	900	128	270 000

2.1.6 Схема выдачи тепловой мощности ТЭЦ

Тепловая мощность электростанции выдается с паром и горячей водой. Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре в 2024 г. составляет 75,17 Гкал/час.

Подключение внешних потребителей пара производится по двум паропроводам давлением (7-13) кгс/см^2 диаметром 426 мм и трём паропроводам давлением (13 18) кгс/см2 диаметром 426 мм.

Потребителями пара являются заводы АО «СХК» и сторонние потребители.

Отпуск тепла с сетевой водой осуществляется по 6 тепломагистралям от двух бойлерных установок БУ-1 и БУ-2:

- от БУ-1 по Южным тепломагистралям № № 1, 2, 3 диаметрами 1020 мм, 720 мм и 1020 мм (до границ балансовой принадлежности с ОАО ТС) соответственно осуществляется отпуск тепла потребителям города по скорректированному на горячий водоразбор темпера-турному графику 150/70 єС со срезкой на 128. Система теплоснабжения города – открытая.
- от БУ-2 по Северным тепломагистралям № № 1–3 диаметрами 530 мм, 630 мм и 820 мм соответственно осуществляется отпуск тепла потребителям АО «СХК» и сторонними потребителями нижней зоны по температурному графику 140/70 єС, потребителям верхней зоны по температурному графику 130/70 єС. Система теплоснабжения промышленной бойлерной – закрытая.

Принципиальная схема выдачи тепловой мощности ТЭЦ приведена на рисунках 2.2, 2.3.

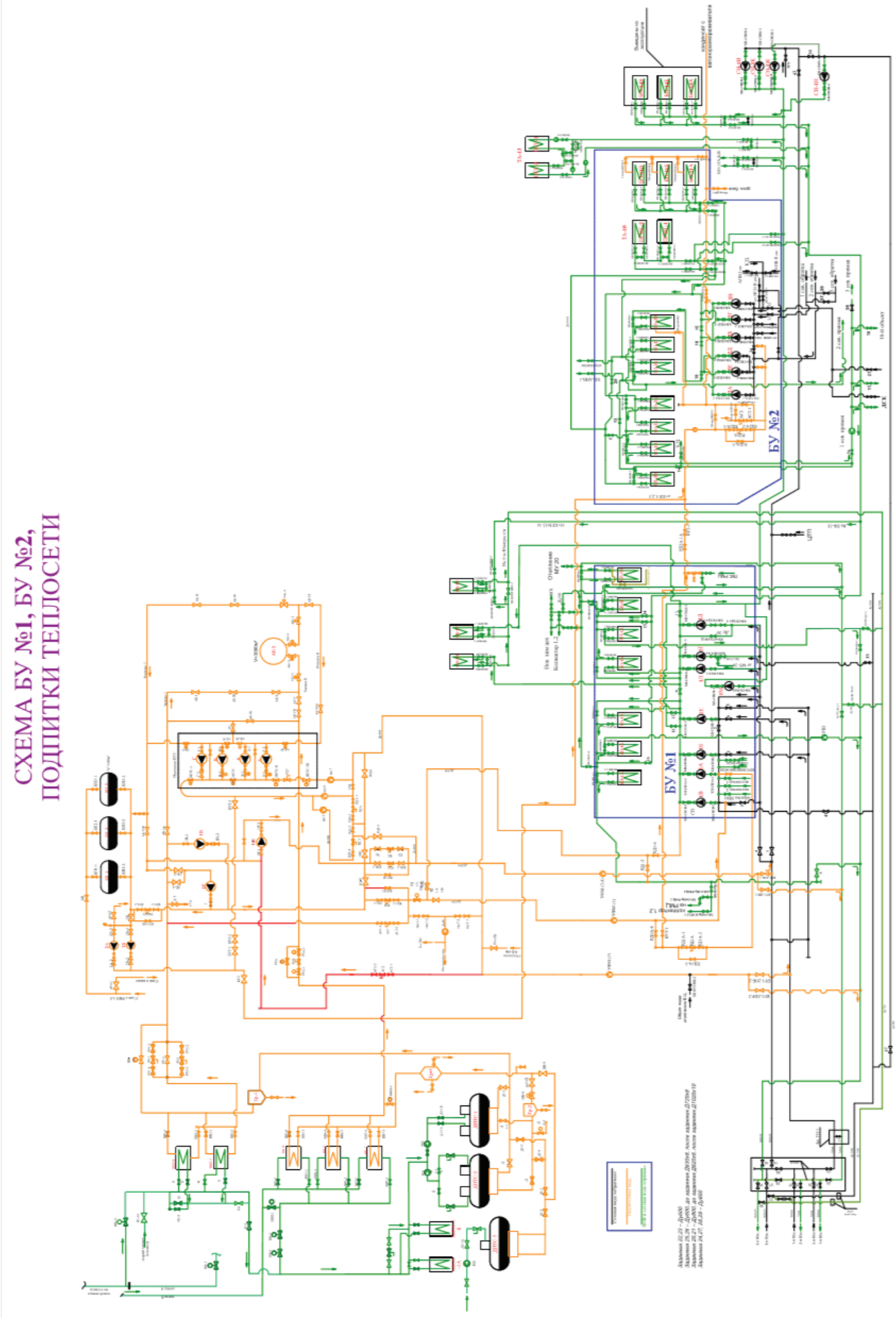


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема БУ-1, БУ-2, подпитки теплосети ТЭЦ АО «РИР»

Схема подпитки теплосети и обвязки аккумуляторных баков

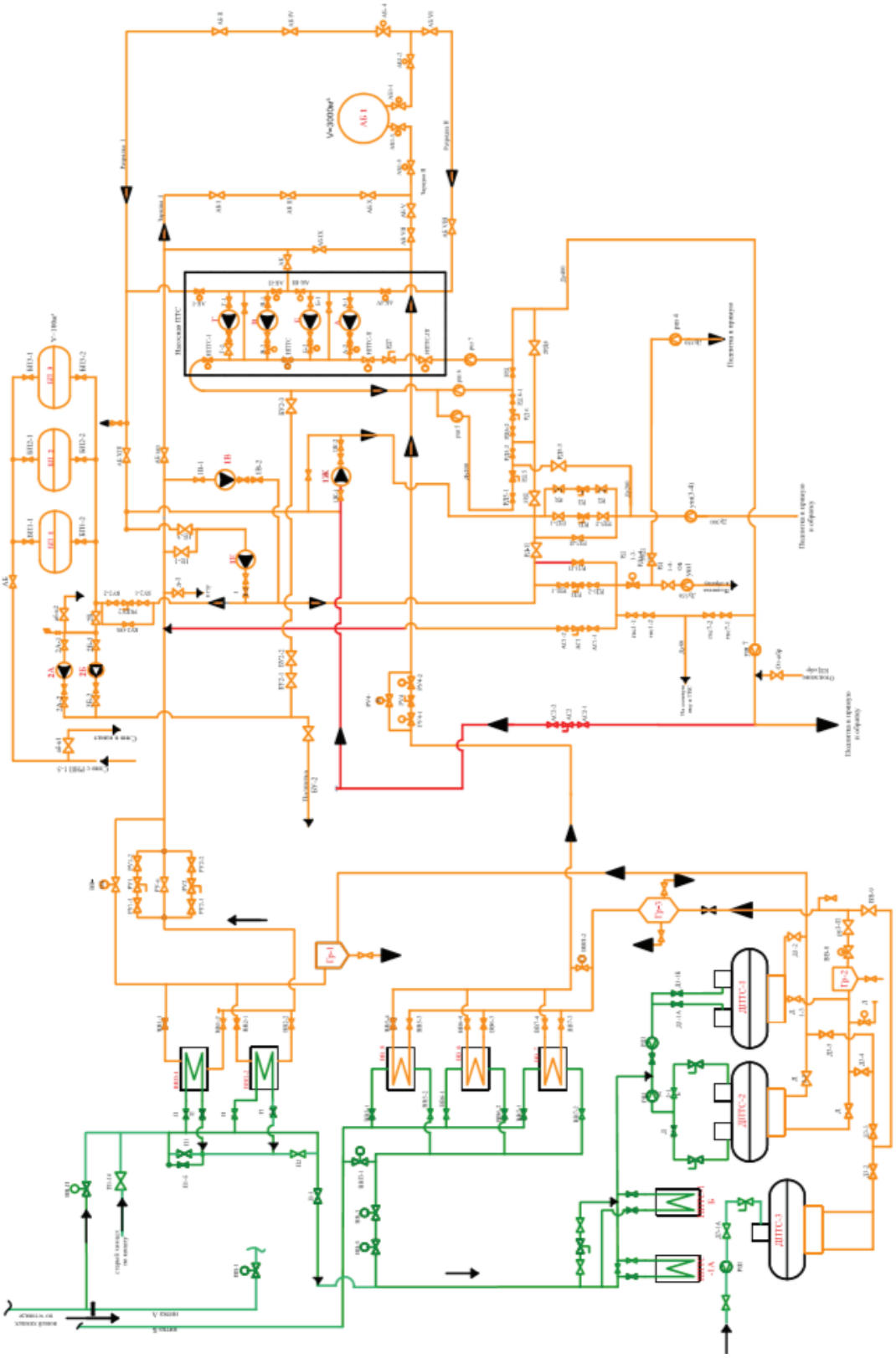


Рисунок 2.3 – Схема подпитки теплосети и обвязки аккумуляторных баков

Таблица 2.9 – Состав и состояние оборудования теплофикационных установок ТЭЦ в 2024-ом году

№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
1	ОБ-1А	ПСВ-500-3-23	ОАО ТКЗ «Красный котельщик»	2007
2	ОБ-1Б	ПСВ-500-3-23	ОАО ТКЗ «Красный котельщик»	2007
3	ОБ-1В	ПСВ-500-3-23	Саратовский завод энергетического машиностроения	2011
4	ОБ-1Г	ПСВ-500-3-23	Саратовский ордена Трудового Красного Знамени завод энергетического машиностроения	2011
5	БП-1А	ПСВ-500-14-23	ОАО ТКЗ «Красный котельщик»	2007
6	БП-1Б	ПСВ-500-14-23	Саратовский ордена Трудового Красного Знамени завод энергетического машиностроения	1987
7	БП-1В	ПСВ-500-14-23	ОАО ТКЗ «Красный котельщик»	1983
8	БП-1Г	ПСВ-500-14-23	ОАО ТКЗ «Красный котельщик»	2007
9	БП-1Д	ПСВ-500-14-23	Саратовский ордена Трудового Красного Знамени завод энергетического машиностроения	1988
10	БП-1Е	ПСВ-500-14-23	Саратовский ордена Трудового Красного Знамени завод энергетического машиностроения	2007
11	ОБ-2А	ПСВ-500-3-23	ОАО ТКЗ «Красный котельщик»	2007
12	ОБ-2Б	ПСВ-500-3-23	ОАО «Сарэнергоатом»	2001
13	ОБ-2В	БО-550	Саратовский завод тяжёлого машиностроения	1959
14	БП-2А	ПСВ-500-14-23	Саратовский ордена Трудового Красного Знамени завод энергетического машиностроения	1983
15	БП-2Б	ПСВ-500-14-23	Саратовский ордена Трудового Красного Знамени завод энергетического машиностроения	1985
16	БП-2В	ПСВ-500-14-23	Саратовский ордена Трудового Красного Знамени завод энергетического машиностроения	1983
17	БП-2Г	ПСВ-500-14-23	Саратовский ордена Трудового Красного Знамени завод энергетического машиностроения	2008
18	БО-11А	ПСВ-500-3-23	Саратовский ордена Трудового Красного Знамени завод энергетического машиностроения	1977
19	БО-11Б	ПСВ-500-3-23	Саратовский завод энергетического машиностроения	1977
20	БО-11В	ПСВ-500-3-23	Саратовский завод энергетического машиностроения	1988
21	БО-12А	ПСВ-500-3-23	Саратовский ордена Трудового Красного Знамени завод энергетического машиностроения	1986
22	БО-12Б	ПСВ-500-3-23	Саратовский ордена Трудового Красного Знамени завод энергетического машиностроения	1977
23	БО-12В	ПСВ-500-3-23	Саратовский ордена Трудового Красного Знамени завод энергетического машиностроения	1986
24	ПСНГ-1 ТА-10	ПСНГ-2000-0,3-1,6-1	АО «ЛМЗ»	2007
25	ПСНГ-2 ТА-10	ПСНГ-2000-0,3-1,6-1	АО «ЛМЗ»	2007
26	ПСГ-1 ТА-13	ПСГ-2200-2-16-I	ЗАО «Уральский турбинный завод»	2011
27	ПСГ-2 ТА-13	ПСГ-2200-2-16-I	ЗАО «Уральский турбинный завод»	2011

Таблица 2.10 – Характеристики теплообменников теплофикационных установок ТЭЦ за 2024-ый г.

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
Основные бойлеры		
ОБ-1А	60	1500
ОБ-1Б	60	1500
ОБ-1В	46	1500
ОБ-1Г	46	1500
ОБ-2А	60	1500
ОБ-2Б	46	1500
ОБ-2В	72	1800
БО-11А	46	1500
БО-11Б	46	1500
БО-11В	46	1500
БО-12А	46	1500
БО-12Б	46	1500
БО-12В	46	1500
ПСНГ-1 ТА-10	78	2400
ПСНГ-2 ТА-10	78	2400
Пиковые бойлеры		
БП-1А	60	1500
БП-1Б	72	1500
БП-1В	72	1500
БП-1Г	60	1500
БП-1Д	72	1500
БП-1Е	45,2	1130
БП-2А	72	1500
БП-2Б	72	1500
БП-2В	72	1500
БП-2Г	60	1500

Таблица 2.11 – Характеристики сетевых насосов теплофикационной установки ТЭЦ за 2024-ый год

Наименование механизма, установки	Тип	Производительность, м³/ч	Напор, м в. ст.	Установленная мощность электродвигателя, кВт	Количество механизмов
Сетевой насос 1А, 1Б, 1В, 1Г, 1Д, 1Е, 1Л, 1М	14Д-6 (Д1250-125)	1250	125	630	8
Сетевой насос 1Ж, 1И,	СЭ1250-140	1250	140	518	2
Сетевой насос 1К	СЭУ-1250-140	1250	140	512	1
Сетевой насос 1Н, 2А. 2Б, 2В, 2Г, 2Д, 2Е	Д1250-125	1250	140	630	7

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

Характеристики основных режимов отпуска тепла от БУ № 1 ТЭЦ

Температурные и гидравлические режимы БУ № 1 ТЭЦ обеспечиваются в соответствии с «Режимной картой теплоснабжения г. Северска на 2024-2025 гг.», утвержденной в установленном порядке.

Принципиальная схема отпуска теплоты с горячей водой от БУ-1 приведена на рис. 2.4.

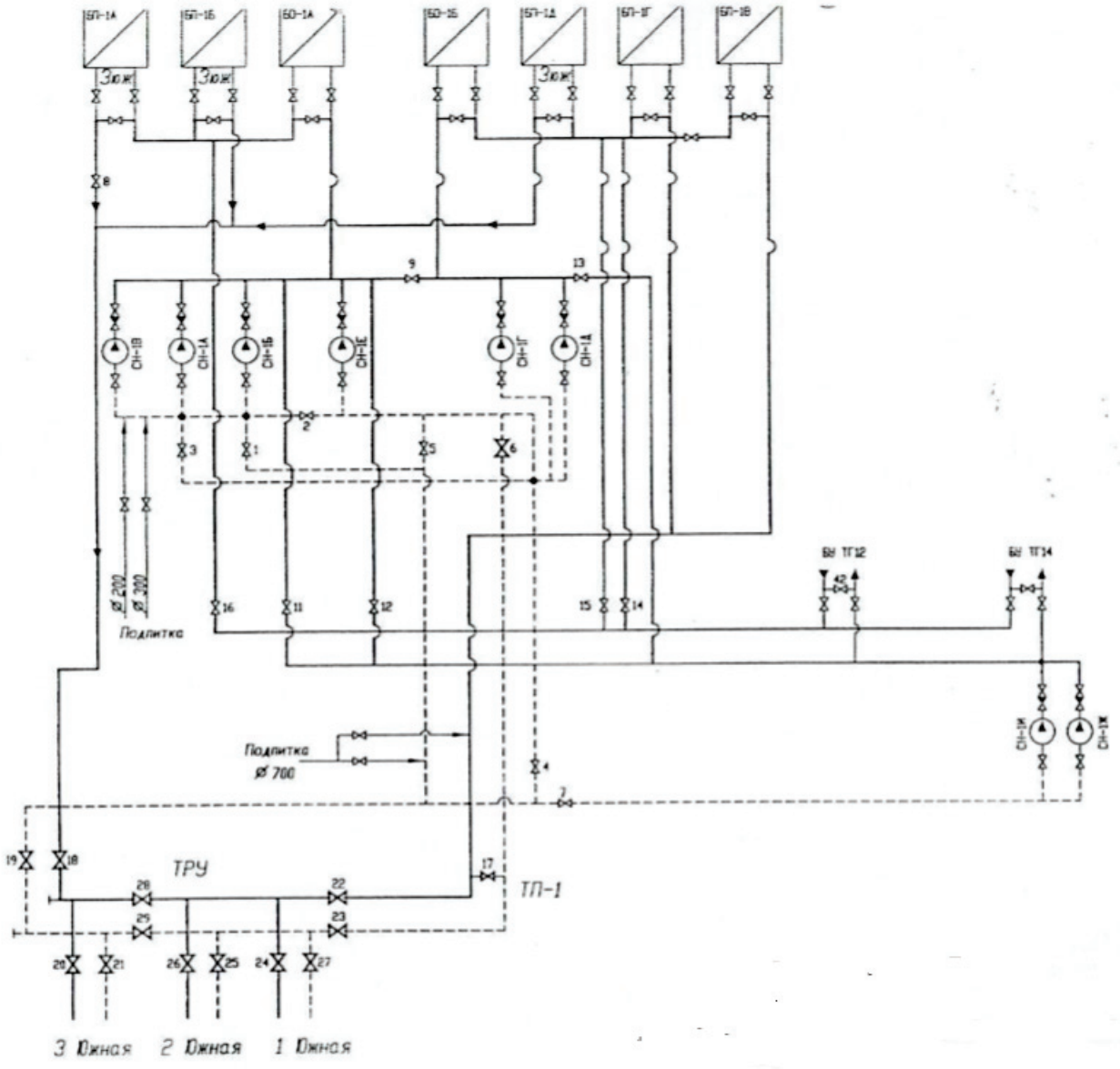


Рисунок 2.4 – Принципиальная схема БУ-1 ТЭЦ

Тепло с БУ №1 ТЭЦ отпускается по скорректированному на горячий водоразбор (межотопительный период) температурному графику 150/70 °С со срезкой на 128 °С при наличии у потребителей терморегуляторов на горячем водоснабжении.

ПНС-3 находится в резерве. Для повышения пропускной способности подающих и обратных магистралей можеь быть включена подкачивающая насосная станция ПНС-3 в режимах № 1, № 2. Подкачивающая насосная станция ПНС-2 находится в резерве. Принципиальная схема включения ПНС-3 и ПНС-2 приведена на рисунке 2.5.

Для стабилизации гидравлического режима городских тепломагистралей и равномерной работы ХВО ТЭЦ в периоды максимального горячего водоразбора в схему теплоснабжения включен аккумуляторный бак станции разрядки ОАО ТС.

В аварийных случаях на сетях ОАО ТС режимы работы БУ № 1 ТЭЦ, ПНС-3 задает дежурный инженер АДС ОАО ТС по согласованию с главным инженером ОАО ТС.

Диспетчер ОАО ТС ежедневно задает температуру теплоносителя в подающем трубопроводе и гидравлический режим тепловой сети.

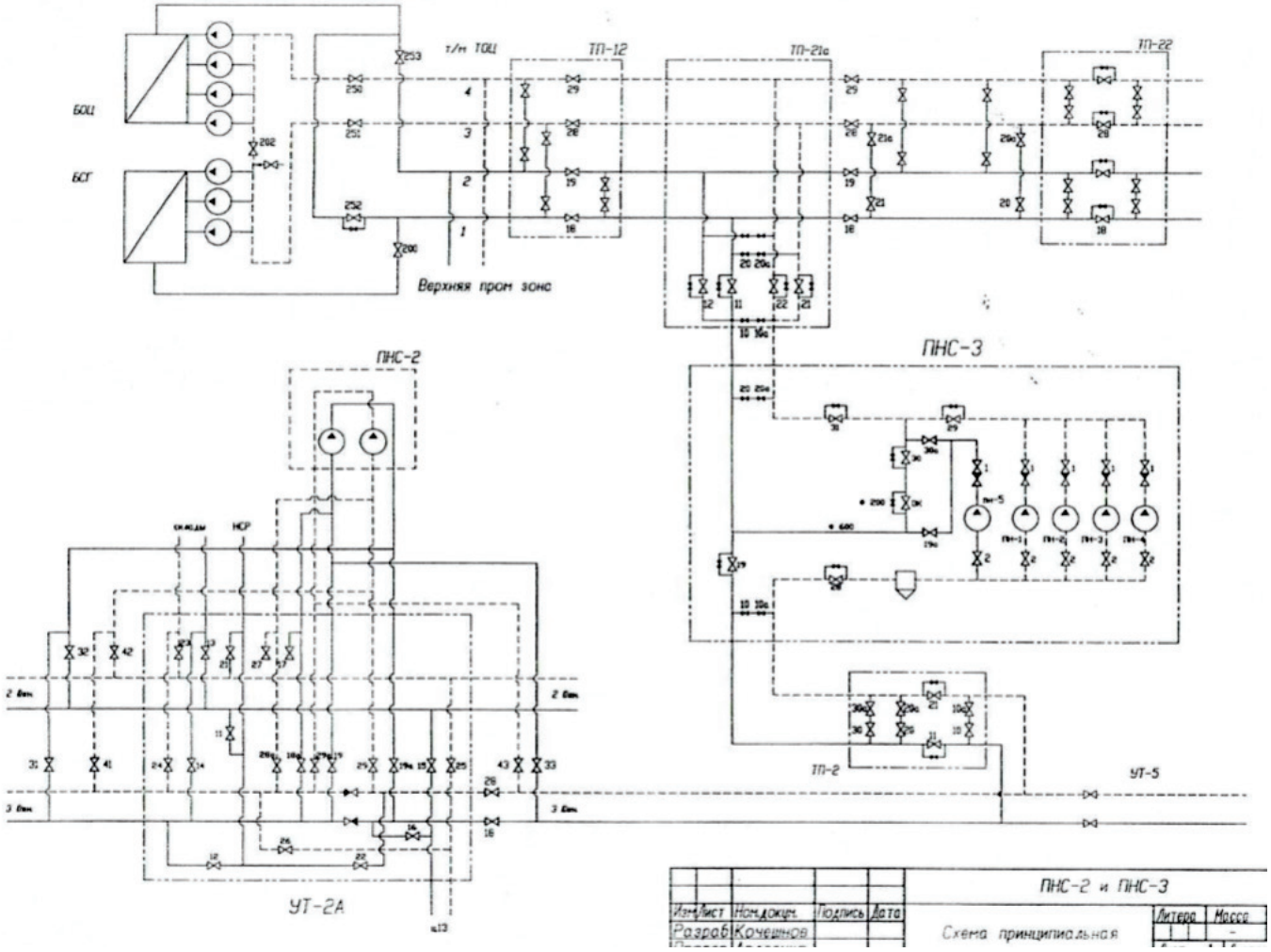


Рисунок 2.5 – Принципиальная схема ПНС-2 и ПНС-3

Основные режимы БУ № 1

Режим № 1 – основной режим отопительного сезона.

Вводится при стабильно отрицательных среднесуточных температурах воздуха. Характеризуется автоматическим отбором сетевой воды из подающего и обратного трубопроводов (терморегуляторы включены в работу). Отпуск тепла осуществляется от БУ № 1 ТЭЦ, ПНС-3 находится в резерве.

Режим № 2 – дополнительный режим отопительного сезона.

Вводится в периоды знакопеременных суточных температур с преобладанием отрицательных температур наружного воздуха. Характеризуется уменьшенным расходом сетевой воды на БУ №1. В работе оборудование по режиму № 1, ПНС-3 остановлена.

Режим № 3 – дополнительный режим отопительного сезона.

Вводится в периоды знакопеременных суточных температур с преобладанием положительных температур наружного воздуха. Характеризуется снижением расхода сетевой воды на БУ-1. ПНС-3 остановлена.

Режим № 4 – режим начала и окончания отопительного сезона.

Вводитеся в периоды начала и окончания отопительного сезона, характеризуется снижением расхода сетевой воды на БУ № 1 ТЭЦ, ПНС-3 остановлена.

Режим № 5 – в межотопительный период.

Характеризуется поддержанием циркуляционного режима для обеспечения потребителей теплоносителем на нужды ГВС.

Статический режим – дополнительный, статическое давление 5,5 ати поддерживается ТЭЦ Филиала АО «РИР».

Во всех режимах подпитка тепловых сетей осуществляется от ТЭЦ Филиала АО «РИР» в г. Северске и аккумуляторных баков ОАО ТС.

Основные контрольные параметры режимов сведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Таблица контрольных параметров режимов теплоснабжения БУ № 1

№ п/п	Наименование параметров	Размерность	Номера режимов				
			1	2	3	4	
1	Суммарный максимальный расход теплоносителя	т/ч	6000	6000	5500	4500	1400
БУ №1 ТЭЦ (ТРУ) Филиала АО «РИР» в г. Северске							
2	Давление сетевой воды в подающем трубопроводе	ати	9,0	8,5	8,0	7,0	6,0
3	Давление сетевой воды в обратном трубопроводе	ати	2,5	2,0	2,0	3,0	5,0
4	В том числе среднечасовой расход подпиточной воды	т/ч	200	200	200	200	130
5	Максимальный расход подпиточной воды (с учетом баков ОАО ТС)	т/ч	3200	3200	3200	3200	3200
ПНС-3							
6	Давление сетевой воды на всасе насосов	ати	0	0	0	0	0
7	Давление сетевой воды на напоре насосов	ати	0	0	0	0	0
8	Расход сетевой воды через насосы	т/ч	0	0	0	0	0

Примечание: ПНС-3 находится в резерве, при необходимости перехода на режим 10,0/2,0 с расходом теплоносителя 7500-8500 т/ч ПНС-3 включаются в работу. Максимальный расход подпиточной воды возможен в течение 6 часов. В связи с проведенными ОАО ТС работами по реконструкции тепловых сетей и тепломеханического оборудования возможны изменения режимов.Для обеспечения заданных режимов теплоснабжения дежурный персонал ТЭЦ обеспечивает строгое выдерживание параметров теплоносителя на выводах БУ № 1, задаваемых дежурным инженером АДС ОАО ТС.

Расход сетевой воды с БУ № 1 является величиной переменной, зависящей от величины горячего водоразбора городскими потребителями.

Температурный режим работы БУ № 1 задается дежурным инженером ОАО ТС: в 00.00 часов – по среднесуточной температуре на-ружного воздуха и в 12.00 часов корректируется по текущей температуре наружного воздуха.

Гидравлический режим давления в подающем и обратном трубопроводах задается дежурным инженером ОАО ТС по предварительному распоряжению главного инженера ОАО ТС и согласованию с начальником смены станции ТЭЦ согласно режимной карте.

Обоснованность температурного графика 150/70 °С от БУ-1 ТЭЦ обусловлена тем, что оборудование источника, магистральные и распределительные тепловые сети, а также системы теплопотребления абонентов спроектированы под температурный график 150/70 °С. В настоящее время ТЭЦ, в силу технических ограничений, не в состоянии поддерживать температуру в подающих магистралях выше 130. Указанное обстоятельство может приводить к «недотопу» потребителей при температуре наружного воздуха ниже -32 °С (срезка).

Сравнение утвержденных температурных графиков и значений фактических температур в подающих и обратных магистралях сетей от источников тепла, можно сделать следующие выводы:

1. При температурах наружного воздуха от 0 до +10 °С (источник работает по Режиму № 2,3) температура теплоносителя в подающих и обратных магистралях от ТЭЦ соответствует температурному графику.

2. При стабильно отрицательных температурах наружного воздуха (источник работает по Режиму № 1) наблюдается превышение температуры теплоносителя в обратном трубопроводе на 9-17 °С.

Характеристики основных режимов отпуска тепла от БУ № 2 ТЭЦ

Температуру теплоносителя от БУ № 2 ТЭЦ задает начальник смены (НС) ЦГЭС в начале каждой смены с учетом прогноза погоды. При наличии обоснованной необходимости НС ЦГЭС имеет право корректировать температуру до двух раз в течение смены.

Потребители нижней промышленной зоны получают тепло непосредственно от БУ № 2 ТЭЦ по температурному графику 140/70°С по закрытой схеме (водоразбор запрещен).

Температурный график теплосети приведен в приложении 2.

Потребители верхней промышленной зоны получают тепло от БУ № 2 ТЭЦ через ПНС ВПЗ (подкачивающую насосную станцию верхней промышленной зоны) по температурному графику 130/70°С по закрытой схеме (водоразбор запрещен).

Основные режимы БУ № 2

Режим № 1 (Р1/Р2 = 8,0/4,0 кгс/см^2) – наладочный. Запуск системы теплоснабжения АО «СХК» выполняется по программе от 23.08.2023 № 11-75/96515-ВК при достижении среднесуточной температуры наружного воздуха ниже плюс 8 °С в течение пяти суток подряд. Наладочный режим характеризуется минимальными темповыми нагрузками у потребителей.

Режим № 2 (Р1/Р2 = 8,5-9,0/3,5-4,0 кгс/см^2) – режим отопительного сезона вводится при устойчивых отрицательных среднесуточных температурах наружного воздуха (Тнв > минус 5°С ч минус 20°С).

Режим № 3 (Р1/Р2 = 9,5-10,0/2,0-3,0 кгс/см^2) – режим отопительного сезона вводится при устойчивых среднесуточных отрицательных температурах наружного воздуха (Тнв = минус 20°С ч минус 30°С).

Режим № 4 (Р1/Р2 = 11,0/2,5 кгс/см^2) – режим отопительного сезона вводится при устойчиво-низких среднесуточных отрицательных температурах наружного воздуха (Тнв <минус 30°С). Режим № 4 характеризуется максимальными тепловыми нагрузками у потребителей.

Статический режим.

Статический режим устанавливается перед началом отопительного сезона и при его окончании, до начала ремонтных работ.

Статический режим теплосети ступенчатый:

- в нижней зоне обеспечивается подпитывающими насосами БУ № 2 АО «РИР»;
- в верхней зоне при помощи подпитывающих насосов в зд. 228 после установки статического режима в нижней зоне.

Подпитка сетевой водой в теплосети верхней и нижней зоны обеспечивается подпитывающими насосами БУ № 2 АО «РИР».

2.1.8 Среднегодовая загрузка оборудования

В таблице 2.13 представлены коэффициенты использования установленных электрической и тепловой мощностей ТЭЦ АО «РИР» в г. Северске за 2024 г.

Таблица 2.13 – Коэффициенты использования УЭМ и УТМ ТЭЦ в зоне деятельности ЕТО № 1

Годы (ретроспективный период)	КИУМ тепловой мощности, %	КИУМ электрической мощности, %
2020	15,8	24,8
2021	16,6	24,3
2022	16,7	31,5
2023	---	66,7
2024	51,4	37,9

Число часов использования установленной тепловой мощности на ТЭЦ ниже числа часов использования установленной электрической мощности. Это связано с выработкой конденсационной электроэнергии в летний период.

2.1.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет отпуска тепловой энергии в тепловые сети от ТЭЦ осуществляется при помощи приборов учета тепловой энергии, измеряющих и показывающих параметры сетевой воды и пара по месту установки первичных преобразователей.

В таблице 2.14 приведены данные о приборах учета отпуска тепловой энергии, установленных на ТЭЦ.

Таблица 2.14 – Характеристика приборов учета отпуска тепла и теплоносителя от ТЭЦ

Наименование прибора	Место установки	Дата проверки	Межповерочный интервал	Дата следующей поверки	Дата ввода в эксплуатацию
Тепловычислитель СПТ-961	I,III паропровод	17.04.2017	4	16.04.2021	01.01.2003
Тепловычислитель СПТ-961	II паропровод	27.09.2018	4	26.09.2022	01.01.2003
Тепловычислитель СПТ-961	IV паропровод	28.05.2019	4	27.05.2023	01.01.2006
Тепловычислитель СПТ-961	V паропровод	13.11.2019	4	12.11.2023	01.01.2004
Тепловычислитель СПТ-962	БУ2 1,2 Северная	17.07.2018	4	16.07.2022	28.10.2019
Тепловычислитель СПТ-962	БУ2 3 Северная	17.07.2018	4	16.07.2022	28.10.2019

Наименование прибора	Место установки	Дата проверки	Межповерочный интервал	Дата следующей поверки	Дата ввода в эксплуатацию
Тепловычислитель СПТ-962	БУ2 подпитка	17.07.2018	4	16.07.2022	28.10.2019
Расходомер Геликон РУЛ	БУ2 1 Северная прямая	30.03.2018	4	29.03.2022	28.10.2019
Расходомер Геликон РУЛ	БУ2 1 Северная обратная	30.03.2018	4	29.03.2022	28.10.2019
Расходомер Геликон РУЛ	БУ2 2 Северная прямая	30.03.2018	4	29.03.2022	28.10.2019
Расходомер Геликон РУЛ	БУ2 2 Северная обратная	30.03.2018	4	29.03.2022	28.10.2019
Расходомер Геликон РУЛ	БУ2 3 Северная прямая	30.03.2018	4	29.03.2022	28.10.2019
Расходомер Геликон РУЛ	БУ2 3 Северная обратная	30.03.2018	4	29.03.2022	28.10.2019
Расходомер Геликон РУЛ	БУ2 подпитка	30.03.2018	4	29.03.2022	28.10.2019
Расходомер Метран-100ДД	I паропровод	21.06.2019	3	20.06.2022	01.01.2012
Расходомер Метран-150CD3	II паропровод	06.04.2016	5	05.04.2021	01.01.2014
Расходомер Метран-100ДД	III паропровод	21.06.2019	3	20.06.2022	01.06.2011
Расходомер Метран-100ДД	IV паропровод	21.06.2019	3	20.06.2022	01.01.2004
Расходомер Метран-100ДД	V паропровод	30.07.2019	3	29.07.2022	01.06.2011
Датчик давления Метран-75G3	БУ2 1 Северная прямая	05.07.2018	5	04.07.2023	28.10.2019
Датчик давления Метран-75G3	БУ2 1 Северная обратная	06.07.2018	5	05.07.2023	28.10.2019
Датчик давления Метран-75G3	БУ2 2 Северная прямая	06.07.2018	5	05.07.2023	28.10.2019
Датчик давления Метран-75G3	БУ2 2 Северная обратная	06.07.2018	5	05.07.2023	28.10.2019
Датчик давления Метран-75G3	БУ2 3 Северная прямая	06.07.2018	5	05.07.2023	28.10.2019
Датчик давления Метран-75G3	БУ2 3 Северная обратная	06.07.2018	5	05.07.2023	28.10.2019
Датчик давления Метран-75G3	БУ2 подпитка	06.07.2018	5	05.07.2023	28.10.2019
Датчик давления Метран-100ДИ	I паропровод	17.05.2019	3	16.05.2022	01.01.2008
Датчик давления Сапфир-22ДИ	II паропровод	29.05.2019	2	28.05.2021	01.01.2004
Датчик давления АИР-20/М2	III паропровод	30.07.2019	5	28.07.2024	01.01.2003
Датчик давления Сапфир-22ДИ	IV паропровод	06.10.2017	2	06.10.2019	01.01.2018
Датчик давления Метран-100ДИ	V паропровод	17.05.2019	3	16.05.2022	01.06.2009
Датчик температуры ТСМ/1-1088	БУ2 сырая вода	11.07.2018	2	10.07.2020	28.10.2019
Датчик температуры ТСМ/1-1088	БУ2 1 Северная прямая	11.07.2018	2	10.07.2020	28.10.2019
Датчик температуры ТСМ/1-1088	БУ2 1 Северная обратная	11.07.2018	2	10.07.2020	28.10.2019
Датчик температуры ТСМ/1-1088	БУ2 2 Северная прямая	11.07.2018	2	10.07.2020	28.10.2019
Датчик температуры ТСМ/1-1088	БУ2 2 Северная обратная	11.07.2018	2	10.07.2020	28.10.2019
Датчик температуры ТСМ/1-1088	БУ2 3 Северная прямая	11.07.2018	2	10.07.2020	28.10.2019
Датчик температуры ТСМ/1-1088	БУ2 3 Северная обратная	11.07.2018	2	10.07.2020	28.10.2019
Датчик температуры ТСМ/1-1088	БУ2 подпитка	11.07.2018	2	10.07.2020	28.10.2019
Датчик температуры ТСП 1088	I паропровод	26.08.2019	2	25.08.2021	14.10.2019
Датчик температуры ТСП 9201	II паропровод	26.08.2019	2	25.08.2021	14.10.2019
Датчик температуры ТСП 1088	III паропровод	31.07.2019	2	30.07.2021	26.08.2019
Датчик температуры ТСП-Н	IV паропровод	31.07.2019	2	30.07.2021	26.08.2019
Датчик температуры ТХК	V паропровод	18.02.2016	5	16.02.2021	18.05.2016

В таблице 2.15 приведены данные о приборах учета отпуска тепловой энергии, установленных на ТЭЦ с местом установки БУ-1.

Таблица 2.15 – Характеристика приборов учета отпуска тепла и теплоносителя от ТЭЦ с местом установки БУ-1

Наименование прибора	Заводской номер	Место установки	Дата поверки	Межповерочный интервал	Дата следующей поверки	Дата ввода в эксплуатацию
Приборы учета тепловой энергии БУ №1						
Тепловычислители						
Тепловычислитель СПТ-961	10592	БУ1 подача	01.11.2021	4	31.10.2025	14.09.2005
Тепловычислитель СПТ-961	6756	БУ1 обратка	20.03.2021	4	19.03.2025	01.01.2003
Тепловычислитель СПТ-961	11913	БУ1 подпитка	13.11.2019	4	12.11.2023	01.01.2003
Расходомеры						
Расходомер Взлет МР-522	101082	БУ1 1 прямая	04.08.2022	4	03.08.2026	01.01.2012
Расходомер Взлет МР-522	100655	БУ1 2 прямая	04.08.2022	4	03.08.2026	01.01.2012
Расходомер Взлет МР-522	100453	БУ1 3 прямая	04.08.2022	4	03.08.2026	01.01.2012
Расходомер Взлет МР-522	100347	БУ1 1 обратная	04.08.2022	4	03.08.2026	01.01.2012
Расходомер Взлет МР-522	100906	БУ1 2 обратная	04.08.2022	4	03.08.2026	01.01.2012
Расходомер Взлет МР-522	101136	БУ1 3 обратная	04.08.2022	4	03.08.2026	01.01.2012
Расходомер Взлет МР-522	1000135	БУ1 подпитка кл 1	04.08.2022	4	03.08.2026	01.01.2010
Расходомер Взлет МР-522	100320	БУ1 подпитка кл 3,4	04.08.2022	4	03.08.2026	01.01.2012
Расходомер Взлет МР-522	101146	БУ1 подпитка кл 7,8	04.08.2022	4	03.08.2026	01.01.2012
Датчики давления						
Датчик давления Метран-100ДИ	361292	БУ1 подача	01.04.2021	3	31.03.2024	01.06.2011
Датчик давления Метран-100ДИ	361293	БУ1 обратка	01.04.2021	3	31.03.2024	01.06.2011
Датчик давления Метран-150TG	1335913	БУ1 подпитка	01.04.2021	5	31.03.2026	01.01.2016
Датчики температуры						
Датчик температуры ТСМ 0193	137	БУ1 сырая вода	31.07.2019	4	30.07.2023	17.09.2019
Датчик температуры ТСМ 0193	008W1	БУ1 1 прямая	10.11.2021	4	09.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры ТСМ 0193	0068W1	БУ1 2 прямая	10.11.2021	4	09.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры ТСМ 0193	004W1	БУ1 3 прямая	10.11.2021	4	09.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры ТСМ 0193	009W1	БУ1 1 обратная	10.11.2021	4	09.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры ТСМ 0193	007W1	БУ1 2 обратная	10.11.2021	4	09.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры ТСМ 0193	006W1	БУ1 3 обратная	10.11.2021	4	09.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры ТСМ 0193	031W1	БУ1 подпитка кл 1	11.11.2021	4	10.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры ТСМ 0193	036W1	БУ1 подпитка кл 3,4	11.11.2021	4	10.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры ТСМ 0193	038W1	БУ1 подпитка кл 7	11.11.2021	4	10.11.2025	01.08.2021

2.1.10 Характеристики водоподготовительных установок и подпиточных устройств

Источником водоснабжения водоподготовительных установок ТЭЦ является река Томь.

На ТЭЦ эксплуатируются следующие системы водоподготовки:

1. Водоподготовительная установка (ВПУ) подпитки котлов (введена в 1952 г.), которая выполнена по схеме:

- предварительная очистка исходной воды известкованием, коагуляцией и магнезиальным обескремниванием в осветлителях;
- осветление воды на механических фильтрах;
- 2-х ступенчатое умягчение на натрий-катионитных фильтрах.

ВПУ подпиточной воды котлов (старая очередь) эксплуатируется с 1952 года. Проектная производительность установки 550 м3/ч; на данный момент доступная производительность составляет 120–160 м3/ч. Снижение производительности обусловлено сокращением количества, находящегося в работе основного оборудования, износом оборудования и вводом новой системы ВПУ, основанной на мембранных методах очи-стки. В осветлителях осуществляется процесс коагуляции, известкования и магнезиального обескремнивания. Соответственно, предусмотрен склад хранения реагентов и узел приготовления известкового молока. В качестве коагулянта используется сернокислое железо. Вода на осветли-тели подается с температурой 40°С. Механические фильтры загружены антрацитом. В качестве ионообменного материала на катионитных фильтрах умягчения используется сульфоуголь марки СК-1.

2. ВПУ обессоливания для подпитки котлов (введена в 2008 г.), которая выполнена по схеме:
- предварительная очистка исходной воды на сетчатых самопромывных автоматических фильтрах;
- очистка воды на установке ультрафильтрации;
- обессоливание воды на первой ступени обратного осмоса;
- окончательная обработка воды на второй ступени обратного осмоса.

В 2008 году на электростанции была введена новая система подготовки обессоленной воды для подпитки котлов методом обратного осмоса. Максимальная проектная производительность установки составляет 500 м3/ч. На данный момент новая очередь ВПУ эксплуатируется при производительностях 120-250 м3/ч воды.

Для увеличения эффективности работы установки и продления срока службы ультрафильтрационных и обратноосмотических мембран предусмотрено дозирование и хранение следующих химических реагентов:
- оксихлорид алюминия для более эффективной работы системы ультрафильтрации;
- антискалант для защиты от выпадения на мембранах нерастворимых солей кальция и магния;
- метабисульфит натрия, для предотвращения биообрастания мембран и защиты мембран от возможного попадания активного хлора;
- едкий натр для химической декарбонизации воды перед установкой обратного осмоса.

3. ВПУ подпитки тепловой сети (введена в 1986 г.), которая выполнена по схеме:
- предварительная очистка исходной воды коагуляцией в осветлителях;
- фильтрация на механических фильтрах;
- умягчение воды на натрий-катионитных фильтрах.

Производительность установки для восполнения потерь сетевой воды с горячим водоразбором составляет 1650 т/ч.

Вода на осветлители подается с температурой 25°С. В качестве коагулянта используется оксихлорид алюминия (ОХА). Механические фильтры загружены антрацитом. В качестве ионообменного материала на натрий-катионитных фильтрах используется сульфоуголь марки СК-1.

Помимо указанного выше оборудования в схему водоподготовки ТЭЦ так же входят баки аккумуляторы воды, деаэрационные установ-ки и насосное оборудование.

Очистка теплообменного оборудования (сетевых подогревателей) ТЭЦ проводится ежегодно механическим и химическим способами.

Повреждений поверхностей нагрева теплообменного оборудования по причине водно-химического режима за последние 5 лет не было.

Схема подогрева и деаэрации подпиточной воды представлена в Приложении 1 (Схема сетевой и подпиточной воды ТЭЦ).

2.1.11 Описание топливного режима

ТЭЦ использует в качестве основного топлива каменный уголь. Характеристики и расход твердого топлива за период (2020–2024) гг. представлены в таблице 2.27.

Резервным (аварийным) топливом является природный газ. Характеристики и расход природного газа, сожженного на ТЭЦ за период (2020–2024) гг. представлены в таблице 2.28.

Растопочное топливо – мазут марки М-100. Характеристики и расход мазута за период (2020–2024) гг. представлены в таблице 2.29.

Система резервного топливообеспечения находится в исправном состоянии.

Таблица 2.27 – Характеристики и расход твердого топлива, сжигаемого на ТЭЦ

Год	Уголь						
	Марка угля	Калорийность, $Q_{нр}$, ккал/кг	Зольность, $A_р$, %	Влажность, $W_р$, %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2020	ССР	5801	18,46	9,02	735 340,02	712 940,00	141 693,49
2021	ССР	5801	18,46	9,02	735 340,02	712 940,00	141 693,49
2022	СС	5914	17,2	8,3	195 257,57	158 328	96 230,74
2023	СС	5888	8,83	16,53	121 864,56	109 363,00	108 732,39
2024	СС	5781	9,79	16,38	187396,25	267820	28308,64
	ДГ	5719	11,3	14,3	83459,8	11941	71518,8

Таблица 2.28 – Характеристики и расход природного газа, сжигаемого на ТЭЦ

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год $Q_{нр}$, ккал/м^3	Приход, тыс. м^3	Расход на производство, тыс. м^3	Расход на сторону, тыс. м^3
2019	8378	137715,670	137715,670	0
2020	8346	118716,657	118716,657	0
2021	8346	118716,657	118716,657	0
2022	8346	118716,657	118716,657	0
2023	8296,64	565200	565200	0
2024	8273	452,830	452,830	0

Таблица 2.29 – Характеристики и расход жидкого топлива, сжигаемого на ТЭЦ

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, $Q_{нр}$, ккал/кг	Влажность, средняя за год, $W_р$, %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2020	9800	н/д	6881,06	8256,78	1085,204
2021	9800	н/д	6881,06	8256,78	1085,204
2022	9800	н/д	6881,06	8256,78	1085,204
2023	9800	н/д	189,72	844,72	1365,45
2024	9800	1,5	3941,00	3066,00	2240,448

2.1.12 Характеристики состояния золоотвалов

На ТЭЦ используется система гидрозолоудаления (ГЗУ). Она предназначена для смыва золы и шлака и транспортировки золошлаковой пульпы в приемные ёмкости багерных насосов. Из приемных емкостей пульпа подается на золоотвал. На золоотвале происходит отделение воды от золы и шлака, осветлённая вода после отстоя подаётся тремя насосами осветлённой воды по двум трубопроводам обратно на станцию. После смыва уловленной золы и шлака пульпа поступает по самотечным каналам в приёмные ёмкости багерной насосной. От котлов 1 – 4 – на багерную № 1, от котла № 5 – на багерную № 1 либо № 2, от котлов 6 – 9 – на багерную № 2. Пульпа багерными насосами № 1 – 4 первой багерной подаётся на золоотвал по I и II золопроводу, багерными насосами № 5 – 9 второй багерной – по III и IV золопроводу. В цехе имеются перемычки между I, II, III, IV золопроводом и багерными насосными № 1 и 2. Под холодной воронкой каждого котла установлено 3 шнековых ванны со шнековыми транспортёрами шлака. Удаление золы из-под золоуловителя производится золосмывными аппаратами (ЗСА) конструкции ОРГРЭС, представляющими собой гидрозатвор с тангенциальным подводом воды для взмучивания и смыва золы. В багерных насосных станциях № № 1, 2 в настоящее время установлено по три багерных насоса типа ГР 1600/50 производительностью по 1600 м^3/ч, напором 50 м (1 рабочий, 1 ремонтный, 1 резервный). В багерной насосной станции № 3 установлено три багерных насоса типа ГрАТ 350/40 производительностью по 350 м^3/ч, напором 40 м (1 рабочий, 1 ремонтный, 1 резервный). Транспортирование шлаковой пульпы осуществляется по 1 шлакопроводу диаметром 325 мм от каждой котельной. От багерных № № 1, 2 проложено по три золопровода диаметром 325 мм. От багерной № 3 – 2 золошлакопровода диаметром 273 мм.

Складирование золы и шлаков осуществляется на два золошлакоотвала ТЭЦ – золошлакоотвал 2-й очереди и золошлакоотвал 3-й очереди. Золошлакоотвал 2-й очереди площадью около 170 га эксплуатируется с 1956 года. Разделительной дамбой, проходящей с севера на юг, он разделен на 2 карты: основную – площадью около 120 га и рабочую – площадью около 50 га.

Золошлакоотвал 3-й очереди площадью около 400 га эксплуатируется с 1982 года. Удаление золошлаков в холодный период года (с октября по апрель) осуществляется на основную карту золошлакоотвала 2-й очереди. В настоящее время основная карта практически заполнена. Золошлаковая пульпа с ТЭЦ сбрасывается у восточной дамбы золошлакоотвала № 2. Далее пульпа поступает в искусственно выполненную траншею длиной около 250 м, площадью сечения 5 м^2. Основная часть тяжелой (шлаковой) составляющей пульпы оседает в траншее вблизи сброса, откуда постоянно удаляется механическим путем (экскаватором) и складируется в бурты, которые затем полностью вывозятся на строительные нужды. Зольная, более легкая часть пульпы, уносится водой в рабочую карту золошлакоотвала. Осветленная вода по водосбросным колодцам поступает в пруд вторичного отстоя, из которого с помощью насосов насосной станции осветленной воды (НСОВ-3) возвращается в главный корпус ТЭЦ для повторного использования в смыве золошлаков.

В теплый период года (с мая по октябрь) золовая и шлаковая пульпа от всех котлов поступает на основную карту золошлакоотвала 2-й очереди и по руслу траншеи зольная часть поступает в рабочую карту, где установлен земснаряд, перекачивающий пульпу по пульпопроводам на золошлакоотвал 3-й очереди. Осветлённая вода из золошлакоотвала по водосбросным колодцам поступает в пруд вторичного отстоя, из которого с помощью насосов насосной станции осветленной воды (НСОВ –1) перекачивается на рабочую карту золошлакоотвала 2-й очереди и в пруд вторичного отстоя НСОВ-3. Далее насосами НСОВ-3 осветленная вода возвращается в главный корпус ТЭЦ для повторного использования в смыве золошлаков. Насосная станция осветленной воды НСОВ-1 на золошлакоотвале 3-й очереди работает только в теплый период года, а НСОВ-3 на золошлакоотвале 2-й очереди – круглый год.

По данным ТЭЦ на конец 2021 года остаточная емкость золоотвала составила 3,8 млн.куб.м. При ежегодном сбросе 0,25 млн.куб.м. емкости хватит на 15,2 года.

Характеристики золошлакоотвалов ТЭЦ представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Характеристики золошлакоотвалов ТЭЦ

Удаленность от источника	Месторасположение	Занимаемая площадь, м^2	Резерв (+) / дефицит (–) площади, м^2
Золоотвал II очереди - 1 км	Дамба II очереди золоотвала располагается на территории правобережной пойменной террасы (прирусловая дамба на расстоянии 100-200 м от береговой линии) реки Томь, (ориентир по р.Томь от устья речной створ (46-47) км по фарватеру).	112 га - основная карта; дополнительная рабочая карта (буферная) - 26 га	26 га
Золоотвал III очереди - 6 км	Дамба III очереди золоотвала располагается на территории правобережной пойменной террасы (прирусловая дамба на расстоянии 100-200 м от береговой линии) реки Томь, (ориентир по р.Томь от устья речной створ (46-47) км по фарватеру).	391,2 га	1.2 га

2.1.13 Эксплуатационные показатели функционирования источников комбинированной выработки

В таблице 2.17 приведены эксплуатационные показатели ТЭС в 2020–2024 г.г.

Таблица 2.17 – Эксплуатационные показатели ТЭС в 2019–2023 г.г.

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Выработано электроэнергии всего, в т.ч.:	Млн. кВт*ч	971,65	957,31	1 102,04	1 198,06	1 212,91
На агрегатах паротурбинного цикла, всего, в т.ч.:	Млн. кВт*ч	971,65	957,31	1 102,04	1 198,06	1 212,91
в теплофикационном режиме	Млн. кВт*ч	528,19	487,92	541,99	574,08	614,73
в конденсационном режиме	Млн. кВт*ч	443,46	469,40	560,05	623,98	598,19
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	Млн. кВт*ч	248,06	241,10	217,45	214,80	228,95
на выработку электроэнергии	Млн. кВт*ч	126,13	120,24	112,21	114,25	123,66
на выработку тепловой энергии	Млн. кВт*ч	121,93	120,86	105,24	100,55	105,29
Всего отпущено с шин ТЭЦ	Млн. кВт*ч	723,59	716,21	884,58	983,27	983,96
Выработано тепловой энергии всего	Тыс. Гкал	2 364,70	2 509,85	2 357,38	2 271,81	2 415,26
Отпущено тепловой энергии всего, в т.ч.:	Тыс. Гкал	1 979,67	2 137,67	2 007,02	1 909,44	1 927,50
из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов	Тыс. Гкал	1 712,27	1 575,57	1 613,81	1 542,44	1 787,61
из РОУ	Тыс. Гкал	242,97	538,89	369,87	347,07	121,22
от нагрева воды в СЭН	Тыс. Гкал	24,42	23,21	23,34	19,94	18,67
от ПВК	Тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	Тыс. Гкал	385,03	372,18	350,36	362,37	482,67
в паре	Тыс. Гкал	176,59	217,75	170,60	173,52	184,15
в горячей воде	Тыс. Гкал	208,45	154,43	179,76	188,85	298,52
Всего отпущено тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в т.ч.:	Тыс. Гкал	1 979,67	2 137,67	2 007,02	1 909,44	1 927,50
в паре	Тыс. Гкал	402,92	404,57	415,23	417,89	407,60
в горячей воде	Тыс. Гкал	1 576,75	1 733,10	1 591,79	1 491,55	1 519,91
Затрачено условного топлива	Тыс. тут	743,91	780,87	766,10	763,04	770,51
На выработку электроэнергии на агрегатах паротурбинного топлива, в т.ч.:	Тыс. тут	377,57	385,95	420,28	424,24	428,54
в теплофикационном режиме	Тыс. тут	78,79	72,61	77,20	178,43	180,24
в конденсационном режиме	Тыс. тут	298,79	313,34	343,08	245,80	248,30
На отпуск теплоты, в т.ч.	Тыс. тут	366,33	394,92	345,82	338,81	341,97
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	Г.у.т./(кВт*ч)	521,80	538,88	475,11	431,46	435,53
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	185,05	184,74	172,31	177,44	177,42

2.2 Котельные ЗАТО Северск

2.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

На территории ЗАТО Северск функционируют три котельные:

- Центральная отопительная котельная (ЦОК) п. Самусь (ТСО – МКП «СВК»);
- котельная по ул. Камышка п. Самусь (ТСО – МКП «СВК»);
- котельная п. Орловка (ТСО – ООО «Уют Орловка»).

Структура и технические характеристики основного оборудования котельных приведены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Структура и технические характеристики основного оборудования котельных на 2024 год

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч	Мощность котельной, Гкал/ч	КПД котлов, %	УРУТ по котельной на отпуск[1], кг у.т./ Гкал	Дата обследования котлов
Основное топливо – газ									
1	Центральная отопительная котельная п. Самусь, ул. Набережная, 7	ДКВР-10-13 ГМ	1	2011	5,62	25,28	92,34	157,51	2024
		ДКВР-10-13 ГМ	1	2009	5,62		92,34		2024
		ДЕ-25-14 ГМ-О	1	2000	14,04		92,34		2024
Основное топливо – уголь									
2	Котельная МКП «СВК» п. Самусь, ул. Камышка, 2а, строение №11	НР-18	1	1987	0,77	3,77	76,0	181,61	2024
		КВр-1,63	1	2020	1,40		80,0		2024
		КВр-1,86-95Р	1	2023	1,60		83,2		2024
Основное топливо – дизельное топливо									
3	Котельная ООО "Уют-Орловка" п. Орловка, л. Чкалова, 32, стр. 2	Riello RTQ 1020	2	2014	0,88	1,75	91,0	154,93	н/д

Примечание: 1 – плановые показатели

2.2.2 Параметры установленной тепловой мощности источников тепловой энергии

Установленная мощность оборудования локальных котельных ЗАТО Северск на 01.01.2025 г. составила 30,89 Гкал/час, в т.ч.:

- центральная отопительная котельная (ЦОК) п. Самусь (МКП «СВК») – 25,28 Гкал/час;
- котельная по ул. Камышка п. Самусь (МКП «СВК») – 3,77 Гкал/час;
- котельная п. Орловка (ООО «Уют Орловка») – 1,75 Гкал/час.

Величина потребления тепловой мощности источников на собственные нужды котельных представлены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных ЗАТО Северск, Гкал/ч (план 2024 года)

N п/п	Адрес или наименование котельной	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Затраты тепловой мощности на собственные нужды	Тепловая мощность котельной нетто
1	ЦОК п. Самусь	25,2800	0,0000	25,2800	0,3135	24,9665
2	Котельная по ул. Камышка с. Самусь	3,7700	0,0000	3,7700	0,0136	3,7564
3	Котельная п. Орловка	1,7540	0,0000	1,7540	0,0026	1,7514
	Всего	**30,8040**	**0,0000**	**30,8040**	**0,3298**	**30,4742**

Суммарная установленная тепловая мощность нетто источников теплоснабжения, расположенных на внегородских территориях ЗАТО Северск составляет 30,4742 Гкал/ч.

2.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой мощности

Ограничения установленной тепловой мощности на котельных, расположенных в п. Самусь и п. Орловка, отсутствуют. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования котельных по состоянию на 2024 г. не выдавались. Величина расхода тепловой энергии на собственные нужды колеблется в пределах от 0,1 % до 1,2 % от установленной тепловой мощности котельных.

2.2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды теплоснаб-жающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Для котельных, расположенных в п. Самусь и п. Орловка, в таблице 2.20 представлена выработка, отпуск тепла и расход условного топлива по котельным ЗАТО Северск.

Таблица 2.20 – Выработка, отпуск тепла и расход условного топлива по котельным (план 2024 год)

N п/п	Адрес или наименование котельной	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
1	ЦОК п. Самусь	46 710,1	711,2	45 998,9	Природный газ	7 212,1
2	Котельная по ул. Камышка п. Самусь	2 503,2	25,0	2 478,2	Уголь ДР	450,1
3	Котельная п. Орловка	2 161,5	6,6	2 154,9	Дизельное топливо (газойль легкое ико-f-d2)	333,9
	Итого	**51 374,7**	**742,8**	**50 631,9**		**7 996,0**

Динамика изменения эксплуатационных показателей котельных п. Самусь и п. Орловка представлена в таблицах 2.21–2.23.

Таблица 2.21 – Динамика изменения эксплуатационных показателей котельной в зоне деятельности МКП «СВК» п. Самусь

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 факт	2021 факт	2022 факт	2023 факт	2024 план
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	154,83	154,75	154,49	154,72	154,72
Собственные нужды	%	1,65	1,70	1,78	1,78	1,78
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	157,43	157,42	157,28	157,52	157,52
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	-	-	-	-	-
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Вид резервного топлива		мазут	мазут	мазут	мазут	мазут
Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0	0

Таблица 2.22 – Динамика изменения эксплуатационных показателей котельной «Камышка» в зоне деятельности МКП «СВК» п. Самусь

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 факт	2021 факт	2022 план	2023 план	2024 план
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	178,82	224,14	167,92	178,88	178,88
Собственные нужды	%	0,60	0,63	0,95	0,98	0,98
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	179,91	225,55	169,54	180,65	180,65
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	-	-	-	-	-
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Вид резервного топлива		-	-	-	-	-
Расход резервного топлива	т.у.т	-	-	-	-	-

Таблица 2.23 – Динамика изменения эксплуатационных показателей котельной в зоне деятельности ООО «Уют Орловка» п. Орловка

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 факт	2021 факт	2022 факт	2023 план	2024 план
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг/Гкал	121,50	119,08	130,51	154,38	154,46
Собственные нужды	%	0,37	0,37	0,37	0,36	0,31
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	121,95	119,52	131,00	154,93	154,93
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	-	-	-	-	-
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0
Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0	0
Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
Вид резервного топлива		-	-	-	-	-
Расход резервного топлива	т.у.т	-	-	-	-	-

Располагаемая мощность источников тепловой энергии принята с учетом ограничений установленной мощности. Для источников, по которым отсутствуют данные об ограничениях, располагаемая мощность принята на уровне установленной мощности.

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

Данные по годам ввода в эксплуатацию приведены в таблице 2.24. Год последнего освидетельствования котлов приведены в таблице 2.18.

Таблица 2.24 – Состав и технические характеристики основного оборудования котельных ЗАТО Северск

№ п/п	Адрес котельной	Тип котла	Кол-во котлов	Год установки котла	Мощность котла, Гкал/ч
1	п. Самусь, ул. Набережная, 7	ДКВР-10-13 ГМ	1	2011	5,62
		ДКВР-10-13 ГМ	1	2009	5,62
		ДЕ-25-14 ГМ-О	1	2000	14,04
2	п. Самусь, ул. Камышка, 2а, строение №11	НР-18	1	1987	0,77
		КВр-1,63	1	2020	1,40
		КВр-1,86 ТТ	1	2023	1,60
3	п. Орловка, ул. Чкалова, 32, стр. 2	Riello RTQ 1020	2	2014	0,88

Большая часть оборудования котельных, расположенных в п. Самусь и п. Орловка, введена в эксплуатацию после 2009 года. Только два котла введены в эксплуатацию сравнительно давно: НР – 18 в 1987 г. и ДЕ-25-14 ГМ-О в 2000 г.

Данные по паспортному значению назначенного срока службы котлов отсутствуют.

Назначенный СО 153-34.17.469-2003 срок службы котлов (паровые водотрубные – 24 года, водогрейные всех типов – 16 лет). Решения о необходимости проведения капитального ремонта или продления срока службы данного оборудования принимаются на основании технических освидетельствований и технического диагностирования, проведенных в установленном порядке.

2.2.6 Схема выдачи тепловой мощности котельных

На ЦОК п. Самусь отпуск тепла на отопление осуществляется по 2-х контурной схеме теплоснабжения, сопряженных через пароводяной теплообменник. 1-й контур: паровой котел – пароводяной теплообменник подогрева сетевой воды – питательный насос. 2-й контур: сетевые насосы – пароводяной теплообменник подогрева сетевой воды – тепловые сети – ЦТП. Подготовка ГВС производится в ЦТП посредством нагрева сетевой водой в теплообменнике ГВС. Система теплоснабжения подпитывается химически очищенной водой, подпитка системы ГВС осуществляется водопроводной водой.

На котельной по ул. Камышка п. Самусь отпуск тепла осуществляется следующим образом: обратная сетевая вода от потребителей по-ступает в котельную, сетевыми насосами подается в котлы, где подогревается и подается потребителю, т.е. имеется один контур теплоносителя, который циркулирует по схеме: котел – тепловые сети – системы теплопотребления абонентов. Для восполнения утечек в сеть добавляется химически очищенная вода. ГВС отсутствует.

На котельной по ул. Чкалова, 32 стр. 2 п. Орловка отпуск тепла осуществляется следующим образом: обратная сетевая вода от потребителей поступает в котельную, сетевыми насосами подается в котлы, где подогревается и подается потребителю, т.е. имеется один контур теплоносителя, который циркулирует по схеме: котел – тепловые сети – системы теплопотребления абонентов. Для восполнения утечек в сеть добавляется химически очищенная вода. В качестве исходной воды на котельной используется вода из систем водоснабжения с исходной жесткостью 4,75±0,05 мг-экв/кг. Обеспечение потребителей горячим водоснабжением не осуществляется.

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

На котельных ЗАТО Северск применяется центральный качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии по нагрузке отопления, при котором температура теплоносителя устанавливается на источнике.

На котельных применяются следующие температурные графики:

центральная отопительная котельная – 95/70 °С;

котельная по ул. Камышка – 80/60 °С;

котельная п. Орловка – 95/85 °С.

Данные температурные графики обусловлены техническими характеристиками котельного оборудования, существующими схемами выдачи тепловой мощности, а также схемами подключения абонентских установок отопления, вентиляции (большинство подключено по зависимой схеме) и систем ГВС (смешанная схема).

2.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования

В таблице 2.25 представлены сведеиия о среднегодовой загрузке оборудоования котельных в п. Самусь и п. Орловка за 2024 г.

Таблица 2.25 – Среднегодовая загрузка оборудования

С	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2024 год (план)	
			Выработка тепловой энергии, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
1	ЦОК п. Самусь, ул. Набережная 7	25,2800	46 710,1	1848
2	Котельная по ул. Камышка 2а, стр. 11, п. Самусь	3,7700	2 503,2	664
3	Котельная п. Орловка	1,7540	2 161,5	1232
	Средневзвешенное значение	30,8040	51 374,7	1668

2.2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет тепловой энергии на котельных п. Самусь и п. Орловка ведется с помощью автоматизированной технологической и коммерческой системы учета тепловой энергии.

Имеется эксплуатационная документация на узлы учета: паспорта, действующие свидетельства о поверке, руководства по эксплуатации на средства измерений, входящих в узел учета.

Характеристики приборов учета по котельным, а также последняя предоставленая информация о поверках приборов учета тепловой энергии представлены в таблице 2.26.

По котельной «ЦОК» п. Самусь данные о поверки предоставлены не были, последние данные о поверке прибора учета – 10.10.2016 г.
Таблица 2.26 – Характеристика приборов учета отпуска тепла от источника

N кот.	Наименование котельной, адрес	Марка прибора	Количество приборов	Дата поверки (месяц. год).
1	ЦОК п. Самусь	СПТ 961	1	10.10.2016 г.
2	Котельная по ул. Камышка п. Самусь	ЭНКОНТ зав. №2800	1	11.10.2021 г.
3	Котельная п. Орловка	СПТ 961	1	08.10.2019 г.

2.2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии
В период 2020–2024 отказов на источниках теплоснабжения и тепловых сетях (аварий, инцидентов) не зафиксировано.

2.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии
Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования котельных расположенных в п. Самусь и п. Орловка по состоянию на 2024 год не выдавались.

2.2.12 Характеристики водоподготовительных установок и подпиточных устройств
Котельная п. Орловка оборудована водоподготовительной установкой коррекции воды.
Информация по котельным представлена в таблице 2.27. Перечень показателей качества сетевой воды составлен на основании РД 10-165-97, РД 24.031.120-91.
Таблица 2.27 – Характеристика ВПУ котельных

N кот.	Котельная	Номинальная производительность ВПУ, т/ч	Тип водоисточника	Характеристика оборудования
1	ЦОК п. Самусь	25	р. Томь	Двухступенчатое Na-катионирование: Na-катионитовый фильтр 1 ступени ФИПа1 (2 шт.), Na-катионитовый фильтр 1 ступени ФИПа2 (2 шт.), Атмосферный деаэратор.
2	Котельная по ул. Камышка п. Самусь	Данные не предоставлены	скважина	Данные не предоставлены
3	Котельная п. Орловка	0,8	водопровод	АСДР «Комплексон-6»

На ЦОК п. Самусь водоподготовительная установка работает по схеме двухступенчатого натрий-катионирования номинальной производительностью 25 м^3/ч.
Водоподготовительная установка котельной включает в себя:
- два механических фильтра;
- два Na-катионитовых фильтра первой ступени типа ФИПа1;
- два Na-катионитовых фильтра второй ступени типа ФИПа2;
- один солевой бак объемом 4,0 м^3;
- атмосферный деаэратор подпитки котлов типа ДСА-50/15 с деаэрационной колонкой КДА-50 и охладителем выпара;
- три пароводяных теплообменника (каждый включает 1 паровую камеру и 2 водяные камеры).

Исходная вода: речная из р. Томь на водоподготовительную установку котельной подается с давлением 4,5 кгс/см^2. Подогреватель исходной воды отсутствует. Подпитка теплосети осуществляется химочищенной водой после первой ступени ХВО через изолированный бак запаса подпиточной воды объемом 50 м^3. Бак запаса подпиточной воды установлен на открытом воздухе, подпиточная вода подогревается в баке свежим паром до температуры 40 °С.
На котельной по ул. Камышка п. Самусь установка комплексной очистки воды (водоподготовительная установка) состоит из фильтра, блока управления и солевого бака. Номинальная производительность 3 м^3/ч. Исходная вода (вода со скважины) давлением 0,8 кгс/см^2 подается в бак запаса исходной воды V=1,0 м^3. Насосом исходной воды WILO HWJ-202-EM, пройдя предварительно через механический фильтр очистки, подается на установку комплексной очистки. Умягчение и обезжелезивание происходит за счет прохождения воды в процессе ее фильтрации через слой катионита. Очищенная вода подается в подпиточный бак V=1,5 м^3. Из подпиточного бака, насосами подпитки WILO HWJ-202-EM, подготовленная вода подается на подпитку контура отопления.

2.2.13 Описание топливного режима котельных
На котельных в качестве основного топлива используется природный газ, уголь и дизельное топливо. Сведения об установленном топливном режиме котельных приведены в табл. 2.28.
Таблица 2.28 – Топливный режим котельных (план 2024 год)

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2024 год, ккал/кг (ккал/м^3)	Расход условного топлива, т.у.т. 2024 год
1	ЦОК п. Самусь	газ	7 900,0	7 212,1
2	Котельная по ул. Камышка п. Самусь	уголь	5 000,0	450,1
3	Котельная п. Орловка	ДТ	10 180,0	333,9

2.3 Изменения в характеристиках источников тепловой энергии
Изменения технических характеристик основного оборудования котельных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не зафиксированы.

ЧАСТЬ 3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ И ТЕПЛОВЫЕ ПУНКТЫ

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

Схема магистральных тепловых сетей г. Северска – двухтрубная, радиальная, с наличием перемычек резервирования между основными магистралями, отходящими от источника теплоснабжения ТЭЦ АО «РИР» г. Северска.

Тепловые сети выполнены в основном с подземной канальной и надземной прокладкой. Тепловая изоляция выполнена в большей степени из минераловатных изделий с незначительной долей ППУ.

Описание тепловых сетей, сооружений на них включает в себя информацию, содержащуюся в электронной модели системы теплоснабжения (параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам).

Организацией, эксплуатирующей тепловые сети в г. Северске, является ОАО ТС в дальнейшем ОАО ТС, на долю которой приходится 78,21% от общей протяженности всех сетей теплоснабжения ЗАТО Северск (таблица 3.1). ОАО ТС осуществляет передачу тепловой энергии от ТЭЦ АО «РИР» (от БУ-1) потребителям в г. Северске.

Протяженность магистральных тепловых сетей АО «СХК» от БУ-2 с диаметром dy=400 мм, протяженностью в однотрубном исчислении 81851 м (доля 14,92% от общей протяженности ЗАТО Северск), с материальной характеристикой 32748 м^2.

Сети горячего водоснабжения в г. Северске отсутствуют.

Характеристики тепловых сетей и установленного оборудования в ОАО ТС и ТМ 3-я Северная (АО "РИР") приведены в таблицах 3.2 – 3.5 (Приложение 1).

Таблица 3.1 – Протяженность тепловых сетей теплоснабжающих (теплосетевых) организаций ЗАТО Северск

Наименование предприятия	Протяженность сетей теплоснабжения в однотрубном исчислении, км	Удельный вес в общей протяженности, %
ОАО ТС	431,636	78,90
АО СХК	81,851	14,96
МКП «СВК» п. Самусь	31,203	5,70
ООО «Уют Орловка» п. Орловка	2,378	0,43
ИТОГО	**549,724**	**100%**

Протяженность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации ОАО ТС на 01.01.2024 г., составляет 431,636 км в однотрубном исчислении.

Протяженности тепловых сетей котельных расположенных на внегородских территориях ЗАТО Северск, общая протяженность тепловых сетей на 01.01.2024 г. составляет 36,237 км.

По состоянию на момент актуализации схемы теплоснабжения в ЗАТО Северск функционируют повысительные насосные станции, центральные тепловые пункты и аккумуляторные баки: в г. Северск на балансе ОАО ТС находятся и функционируют в системе теплоснабжения города 2 ПНС и 1 аккумуляторный бак.

Сводные данные по характеристикам тепловой сети ОАО ТС геометрические характеристики, год начала эксплуатации, тип изоляции, тип прокладки, средние многолетние среднесезонные температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах приведены в таблице 3.6.

В качестве покровного слоя используется стеклопластик, рубероид, листы оцинкованной стали и листы из алюминиевых сплавов. Общее состояние теплоизоляции магистральных трубопроводов оценивается как удовлетворительное.

По сведениям теплоснабжающих организаций имеются следующие основные виды нарушений, характерные для сетевого хозяйства г. Северска:

- затопление тепловых камер;
- парение в колодцах и тепловых камерах;
- подтопление трубопроводов при подземной прокладке;
- частичное (локальное) разрушение тепловой изоляции трубопроводов или ее полное отсутствие.

Таблица 3.7 – Характеристика оборудования насосных станций ОАО ТС

Насосная станция	Адрес	Марка насосов	Количество насосов (в т.ч. в резерве), шт	Расход, м³/час	Давление на входе, Па	Давление на выходе, Па	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Состояние каждого насоса
ПНС-1	подкачивающая насосная станция ПНС-1, расположенная по адресу г. Северск, ул. Парусинка, 20 находится в эксплуатации общества согласно концессионному соглашению № 68 от 30.12.2010 г. Технологическое оборудование ПНС-1 не используется в процессе передачи тепловой энергии по тепловым сетям ОАО ТС							
ПНС-2	г. Северск, ул. Парусинка, 26	СЭ-1250-70-11	8 (3)	1 250	46 091 205	74 530 240	параллельное присоединение насосов	удовлетворительное
ПНС-3	г. Северск, ул. Сосновая, 5	СЭ-2500-60-11	4 (1)	1 466	21 574 430	4 991 404	параллельное присоединение насосов	удовлетворительное

Таблица 3.8 – Характеристика тепловых сетей ТМ 3-я Северная, находящихся в эксплуатации АО «РИР»

№ п/п	Наименование участка (района) эксплуатации тепловых сетей	Протяженность участка по трассе в 1-о трубном исполнении, м	Протяженность участка по трассе в 2-х трубном исполнении, м	Количество тепловых камер (пунктов) шт.	Условный диаметр труб, Ду, мм	Способ прокладки (бесканальная, в каналах, надземная)	Среднегодовые температуры воды в °С*		Объем воды в сетях, м³	Год проектирования участка тепловой сети(год монтажа)	Виды тепловой изоляции участка тепловой сети**
							подающей линии	обратной линии			
	Отопление, ГВС										
1	г. Северск	20460	10230	6	800	надземная	77,53	46,40	10335,8	2008г.	Маты минераловатные

Таблица 3.9 – Общая характеристика магистральных тепловых сетей АО «СХК»

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
400	81851,04	32747,75
Всего	81851,04	32747,75

Таблица 3.10 – Способы прокладки магистральных тепловых сетей АО «СХК»

Способ прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
Надземная	41241,84	17411,49
непроходной канал	40609,2	15336,26
Всего	81851,04	32747,75

Таблица 3.11 – Распределение протяженности и материальной характеристики по годам прокладки тепловых сетей АО «СХК»

Год прокладки	Протяженность трубопроводов в однотрубном исчислении, м	Материальная характеристика, м²
До 1990	81510,04	32726,7
С 1991 по 1998	341	21,1
Всего	81851,04	32747,75

Отпуск тепла от котельных п. Самусь и п. Орловка осуществляется по тепловым сетям, имеющим общую протяженность 19054,4 м (в двухтрубном исчислении). Наибольшую протяженность имеют тепловые сети в зоне действия котельной «ЦОК».
Структура тепловых сетей в зонах действия котельных показана на рисунке 3.1.

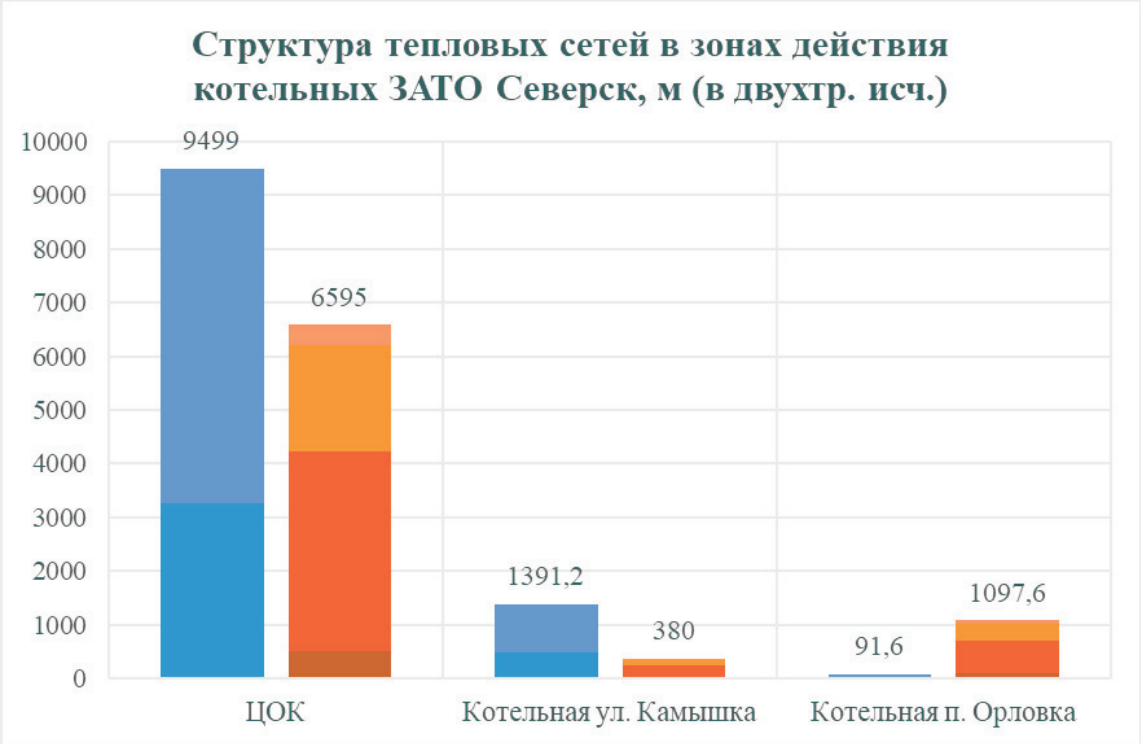


Рисунок 3.1 – Структура тепловых сетей по видам прокладки

Отпуск тепла от котельной «ЦОК» осуществляется по 4-х трубной схеме, общая протяженность тепловых сетей в зоне действия котельной составляет 16 094 м (в переводе в двухтрубные). Структура тепловых сетей показана на рисунке 3.2.

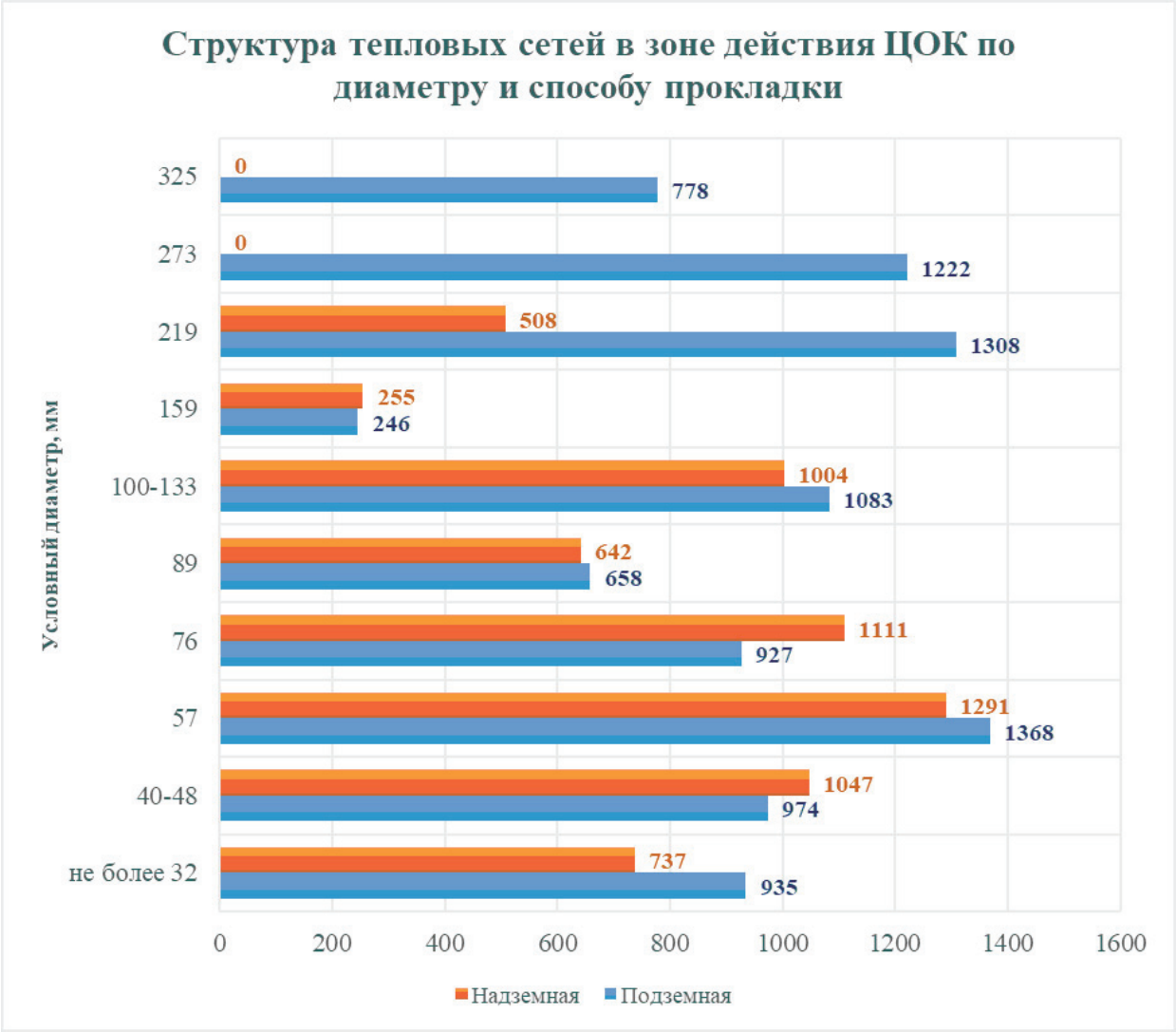


Рисунок 3.2 – Структура тепловых сетей в зоне действия котельной «ЦОК»

В соответствии с рис. 3.2 в зоне действия котельной преобладает подземная, надземная прокладка тепловых сетей, наибольшую суммарную протяженность имеют сети с диаметром условного прохода трубы 200 мм.

Отпуск тепла от котельной «Камышка» осуществляется по 2-х трубной схеме, общая протяженность тепловых сетей в зоне действия котельной составляет 1771,2 м (в двухтрубном исчислении). Структура тепловых сетей показана на рисунке 3.3.

В соответствии с рис. 3.3 в зоне действия котельной преобладает подземная прокладка тепловых сетей, наибольшую суммарную протяженность имеют сети с диаметром условного прохода трубы 100 мм.



Рисунок 3.3 – Структура тепловых сетей в зоне действия котельной «Камышка»

Отпуск тепла от котельной п. Орловка осуществляется по 2-хтрубной схеме, общая протяженность тепловых сетей в зоне действия котельной составляет 1189,2 м (в двухтрубном исчислении, в двухтрубном исполнении). Структура тепловых сетей показана на рисунке 3.4.



Рисунок 3.4 – Структура тепловых сетей в зоне действия котельной п. Орловка

В соответствии с рис. 3.4, в зоне действия котельной преобладает надземная канальная прокладка тепловых сетей, наибольшую суммарную протяженность имеют сети с диаметром условного прохода трубы 150 мм.

В п. Самусь на балансе МКП «СВК» находятся и функционируют в системе теплоснабжения 11 центральных тепловых пунктов.

Организацией эксплуатирующей тепловые сети от котельной в п. Орловка является ООО «Уют Орловка. ООО «Уют Орловка» осуществляет передачу тепловой энергии от котельной потребителям в п. Орловка. Тепловая сеть двухтрубная; тепловые сети выполнены в основном надземной прокладкой, другие виды прокладки занимают незначительный объем (по материальной характеристике). Тепловая изоляция выполнена в основном из минераловатных изделий. Протяженность трубопроводов сетевой воды 1189,2 м в двухтрубном исполнении. Центральные тепловые пункты на балансе ООО «Уют Орловка» отсутствуют.

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

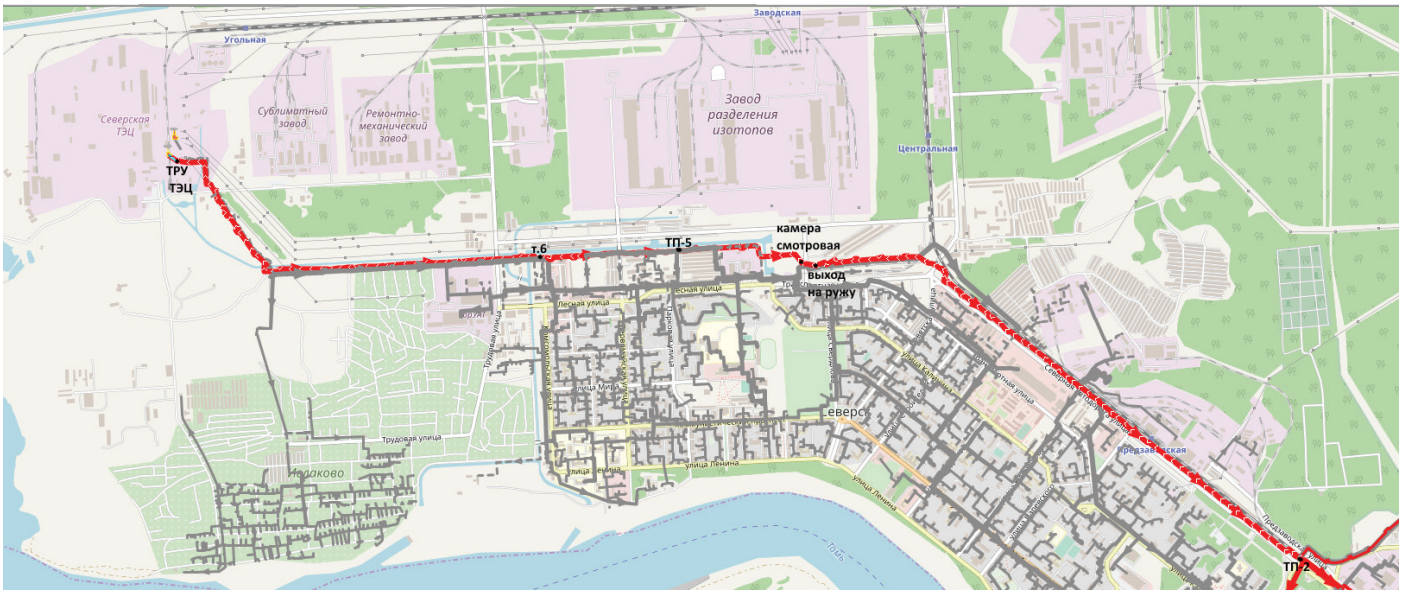


Рисунок 3.5 – Схема тепловой сети 1, 2, 3-й ЮМ по направлению от ТРУ ТЭЦ



Рисунок 3.6 – Схема теплоснабжения п. Самусь от ЦОК (МКП «СВК»)

На схеме теплоснабжения п. Самусь (рис. 3.6) представлена трассировка тепловых сетей, выделенных синим цветом, а также сети горячего водоснабжения, выделенные зеленым цветом.



Рисунок 3.7 – Схема теплоснабжения п. Самусь от котельной по ул. Камышка (МКП «СВК»)



Рисунок 3.8 – Схема теплоснабжения от котельной в п. Орловка (ООО «Уют Орловка»)

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

По данным теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, на момент актуализации схемы теплоснабжения около 76 % от общей протяженности сетей ЗАТО Северск эксплуатируются более 28 лет. Сети теплоснабжения, эксплуатируемые менее 25 лет, составляют 20,2 %, в том числе сети, эксплуатируемые менее 10 лет – 3 % общего объема тепловых сетей.

Общий уровень износа тепловых сетей по состоянию на 01.01.2024 г. оценивается как высокий. Бухгалтерский износ тепловых сетей, с учетом модернизации (реконструкции), капитальных ремонтов сотавляет 87,1 %.

В качестве изоляционных материалов для тепловых сетей применяются маты минераловатные. Незначительное количество трубопроводов имеют изоляцию из ППУ. В качестве покровного слоя используется стеклопластик, рубероид, листы оцинкованной стали и листы из алю-миниевых сплавов. Общее состояние теплоизоляции магистральных трубопроводов оценивается как удовлетворительное.

По сведениям теплоснабжающих организаций, имеются следующие основные виды нарушений, характерные для сетевого хозяйства г. Северска:

- затопление тепловых камер;
- парение в колодцах и тепловых камерах;
- подтопление трубопроводов при подземной прокладке;
- частичное (локальное) разрушение тепловой изоляции трубопроводов или ее полное отсутствие.

В таблице 3.12 приведены сведения о компенсирующих устройствах в зонах действия источников с комбинированной выработкой тепловой энергии

Таблица 3.12 – Сведения о компенсирующих устройствах в зонах действия источников с комбинированной выработкой тепловой энергии

Система теплоснабжения	П-образные
Всего в системах ТС	3148
магистральные	1286
квартальные	1862

Состояние тепловых сетей п. Самусь оценивается как неудовлетворительное, т.к. 95% тепловых сетей введено в эксплуатацию более 25 лет назад, 5% сетей эксплуатируются в пределах 10-ти лет.
В п. Орловка состояние тепловых сетей оценивается как удовлетворительное, год ввода сетей в эксплуатацию 2003.

3.3.1 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях
В качестве секционирующей арматуры на магистральных тепловых сетях г. Северска используются краны стальные шаровые Naval под приварку и фланцевые, диаметром 50-400 мм. Их количество определено исходя из протяженности магистральных тепловых сетей в двух трубном исчислении и расстояния между секционирующими задвижками, нормируемого по СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».
Данные о типах и количестве секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях от котельных в п. Самусь и п. Орловка теплоснабжающими организациями не предоставлены.

3.3.2 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов
Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях ЗАТО Северск выполнены в подземном исполнении и имеют следующие конструктивные особенности:
- основание тепловых камер монолитное железобетонное;
- стены тепловых камер выполнены в железобетонном исполнении из блоков и кирпича; имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением стен монолитным железобетоном;
- перекрытие тепловых камер выполнено из сборного железобетона (балки, плиты); имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением перекрытий монолитным железобетоном.
Павильоны на магистральных тепловых сетях выполнены в надземном исполнении из сборного железобетона.
На территории г. Северска расположены 3 перекачивающие насосные станции, расположенные на магистральных тепловых сетях и находящихся на балансе ОАО ТС:
- ПНС-1 – оборудование демонтировано, выведено из эксплуатации;
- ПНС-2 – с повысительной группой насосов, работающей на подающих трубопроводах 2й и 3й Южных тепломагистралях;
- ПНС-3 – с понизительной группой насосов, работающей на обратном трубопроводе 3 Южной тепломагистрали, в работе один насос.
На балансе ОАО ТС ЦТП отсутствуют.
Тепловые камеры на тепловых сетях от котельных выполнены как в подземном, так и в надземном исполнении и имеют следующие конструктивные особенности:
- основание тепловых камер бетонное;
- стены тепловых камер выполнены в основном из кирпича и бетона;
- перекрытие тепловых камер выполнено из деревянных крышек, имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением железобетонного перекрытия.
Также к сооружениям на тепловых сетях п. Самусь относятся центральные тепловые пункты. На балансе МКП «СВК» в п. Самусь находится 11 ЦТП, оборудованные циркуляционными насосами. Насосное оборудование, установленное на ЦТП представлено в таблице 3.27.
На балансе ООО «Уют Орловка» ЦТП отсутствуют.
Таблица 3.25 – Центральные тепловые пункты (далее – ЦТП) теплосетевой организации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МКП «СВК»

Год актуализации (разработки)	Количество ЦТП	Средняя тепловая мощность ЦТП, Гкал/ч
2020	11	11,15
2021	11	11,15
2022	11	11,15
2023	11	11,15
2024	11	11,15
Всего	11	11,15

Таблица 3.26 – Индивидуальные тепловые пункты (далее – ИТП) теплосетевой организации в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации МКП «СВК»

Год актуализации (разработки)	Количество ЦТП	Средняя тепловая мощность ЦТП, Гкал/ч
2020	11	4,97
2021	11	4,97
2022	11	4,97
2023	11	4,97
2024	11	4,97
Всего	11	4,97

Таблица 3.27 – Насосное оборудование, установленное на ЦТП

Наименование ЦТП	Назначение (циркуляционные, подпиточный)	Тип насоса	Марка электродвигателя	Характеристика насоса Н – напор, п - частота вращения	Количество
ЦТП №1	Циркуляционный насос контура отопления	UPE	40-120F	С частотным преобразователем	2
ЦТП №2	Циркуляционный насос контура отопления	CRE	32-2	С частотным преобразователем	2
	Циркуляционный насос контура ГВС	UPS	25-80	Н=5,5 м Q=3,57 м3/ч	2
ЦТП №3	Циркуляционный насос контура отопления	CRE	32-2-2	С частотным преобразователем	2

Наименование ЦТП	Назначение (циркуляционные, подпиточный)	Тип насоса	Марка электродвигателя	Характеристика насоса Н – напор, п - частота вращения	Количество
ЦТП №3а	Циркуляционный насос контура отопления	ALPHA	25-60	С частотным преобразователем	2
ЦТП №4	Циркуляционный насос контура отопления	CRE	16-30/2	С частотным преобразователем	2
ЦТП №5	Циркуляционный насос контура отопления	MAGNA UPE	50-120	С частотным преобразователем	2
ЦТП №6	Циркуляционный насос контура отопления	CRE	32-2-2	С частотным преобразователем	2
	Циркуляционный насос контура ГВС	UPS	25-80	Н=5,5 м Q=3,57 м3/ч	2
ЦТП №7	Циркуляционный насос контура отопления	CRE	90-1	С частотным преобразователем	2
ЦТП №8	Циркуляционный насос контура отопления	CRE	90-1	С частотным преобразователем	2
ЦТП №9	Циркуляционный насос контура отопления	CRE	45-1-1	С частотным преобразователем	2
	Циркуляционный насос контура ГВС	UPS	25-80	Н=5,5 м Q=3,57 м3/ч	2
ЦТП №10	Циркуляционный насос контура отопления	UPE	65-120F	С частотным преобразователем	2
	Циркуляционный насос контура ГВС	UPS	32-120F	Н=9,6 м Q=13 м3/ч	2

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

Применение температурного графика 150/70 °С от БУ-1 ТЭЦ АО «СХК» обусловлено тем, что оборудование источника, магистральные и распределительные тепловые сети, а также системы теплопотребления абонентов спроектированы под данный температурный график. В настоящее время , в силу технических ограничений, поддерживается темпера в подающих магистралях не выше 130 °С. Утвержден температурный график со срезкой 128 °С.

В связи с этим, был сформирован скорректированный график температуры сетевой воды БУ № 1 ТЭЦ Филиала АО «РИР» в г. Северске, представленный в таблице 3.28.

Таблица 3.28 – Скорректированный график температур сетевой воды БУ № 1 ТЭЦ Филиала АО «РИР» в г. Северске

Тнв, °С	Т1,°С	Т2,°с	Тнв, °С	Т1,°С	Т2,°с
+ 10	70	48	- 15	94	52
+ 9	70	48	- 16	96	53
+ 8	70	47	- 17	98	54
+ 7	70	47	- 18	100	54
+ 6	70	46	- 19	102	55
+ 5	70	46	-20	104	56
+ 4	70	45	-21	106	57
+ 3	70	44	-22	108	57
+ 2	70	44	-23	110	58
+ 1	70	43	-24	112	59
+ 0	70	43	-25	114	60
- 1	70	42	-26	116	60
-2	70	42	-27	118	61
-3	71	42	-28	120	62
-4	73	43	-29	122	62
-5	75	44	-30	124	63
-6	77	45	-31	126	64
-7	79	46	-32	128	65
-8	81	46	-33	128	62
-9	83	47	-34	128	61
- 10	85	48	-35	128	60
- 11	87	49	-36	128	57
- 12	89	50	-37	128	55
- 13	91	50	-38	128	53
- 14	93	51	-39	128	51
			-40	128	48

**Расчет температуры обратного трубопровода для температуры НВ -31 и ниже выполнен по формуле Q=c*m*(Тпод – Тобр) исходя из расчетного количества тепла по графику 150/70 при постоянной массе теплоносителя и температуре подающего трубопровода*

Графики температур сетевой воды БУ-2 (Рисунок 3.9)

График температур сетевой воды в режиме № 1 - №4 от БУ № 2 АО «РИР» (130-70°С)

$T_{нв}$, °С	T_1, °С	T_2, °С	$T_{нв}$, °С	T_1, °С	T_2, °С
+10	34	30	-15	86	64
+9	36	31	-16	88	64
+8	38	33	-17	90	65
+7	40	35	-18	92	65
+6	42	36	-19	95	65
+5	43	38	-20	98	66
+4	45	38	-21	100	66
+3	47	39	-22	102	66
+2	49	40	-23	104	66
+1	52	41	-24	106	67
0	55	41	-25	108	67
-1	57	45	-26	110	67
-2	59	49	-27	112	67
-3	61	50	-28	114	67
-4	63	51	-29	116	67
-5	65	52	-30	118	67
-6	67	53	-31	119	68
-7	69	54	-32	121	68
-8	71	55	-33	123	68
-9	73	56	-34	124	68
-10	75	58	-35	125	69
-11	77	60	-36	126	69
-12	79	61	-37	127	69
-13	81	62	-38	128	70
-14	84	63	-39	130	70

Рисунок 3.9 – График температур сетевой воды от БУ-2 ТЭЦ Филиала АО «РИР» в г. Северске

Системы отопления теплопотребителей котельных п. Самусь подключены по зависимой схеме без смешения. Регулирование отпуска тепла качественное, путем изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе в соответствии с прогнозируемой температурой наружного воздуха.

Регулирования отпуска тепла с сетевой водой в отопительный период от источников осуществляется качественным способом в рамках сегмента температурного графика 95/70 °С для котельной «ЦОК»; 80/60 °С для котельной «Камышка». Для котельной расположенной в п. Орловка используется температурный график 95/85 °С.

Температурный график отпуска тепловой энергии от котельных п. Самусь приведен на рис. 3.10-3.11.

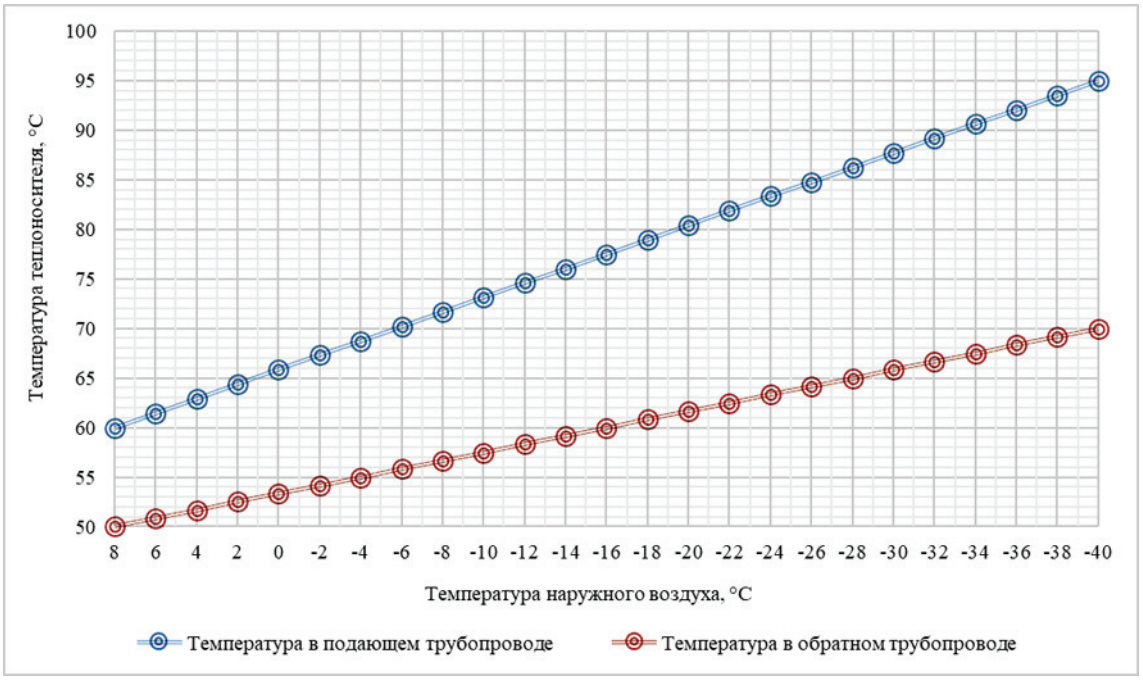


Рисунок 3.10 – Температурный график режима работы котельной «ЦОК»

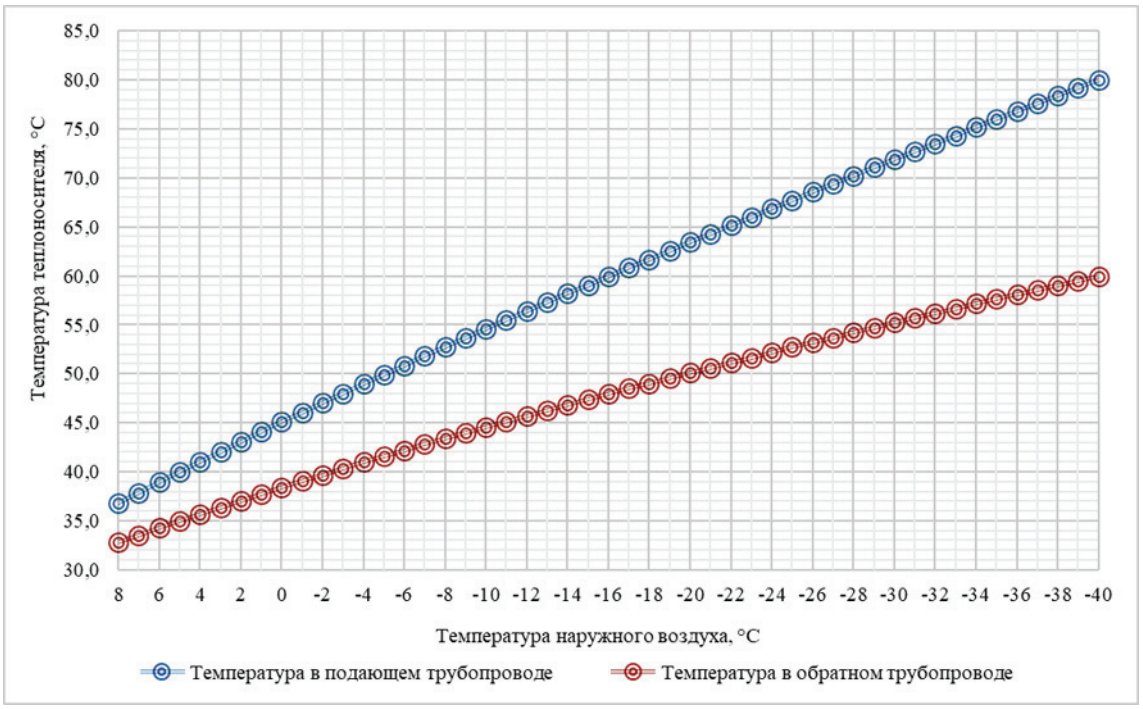


Рисунок 3.11 – Температурный график режима работы котельной «Камышка»

Наладка теплоиспользующих устройств и абонентских тепловых установок производится в соответствии с действующими графиками качественного регулирования по отопительной нагрузке.

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

Данные о фактических температурных режимах отпуска тепловой энергии от ТЭЦ приведены на рисунке 3.12.

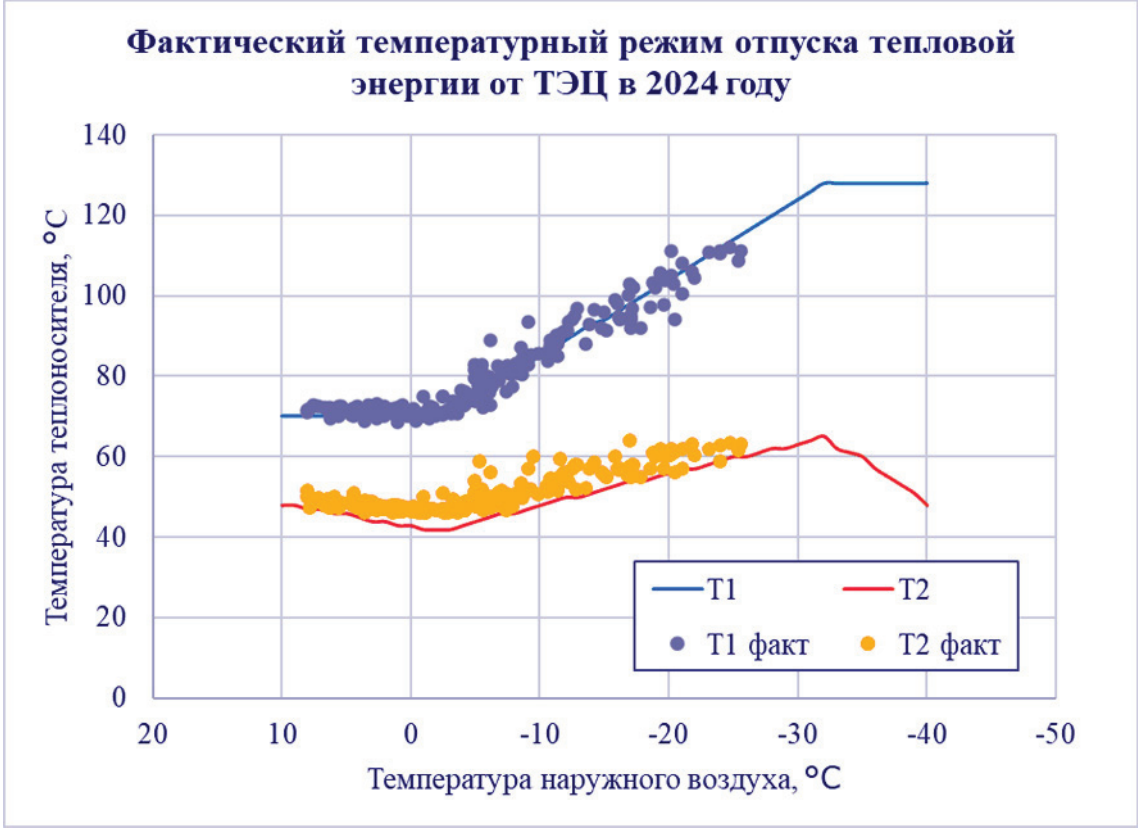


Рисунок 3.12 – Фактический температурный режим отпуска тепловой энергии от ТЭЦ (БУ-1) в 2024 г.

По сведениям, полученным от ОАО ТС и ТЭЦ АО «СХК», проанализированы фактические режимы отпуска тепла потребителям г. Северска от БУ-1, на основании этого можно сделать следующие выводы:

1. При температурах наружного воздуха от 0 до +10 °С (источник работает по Режиму № 2,3) температура теплоносителя в подающих и обратных магистралях от ТЭЦ соответствует температурному графику.
2. При стабильно отрицательных температурах наружного воздуха (источник работает по Режиму № 1) наблюдается превышение температуры теплоносителя в обратном трубопроводе на 9-17 °С.

Для котельных в п. Самусь и п. Орловка фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска тепла.

3.6 Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлический режим тепловых сетей – режим, определяющий давление в теплопроводах при движении теплоносителя (гидродинамическое давление) и при неподвижной воде (гидростатическое давление).

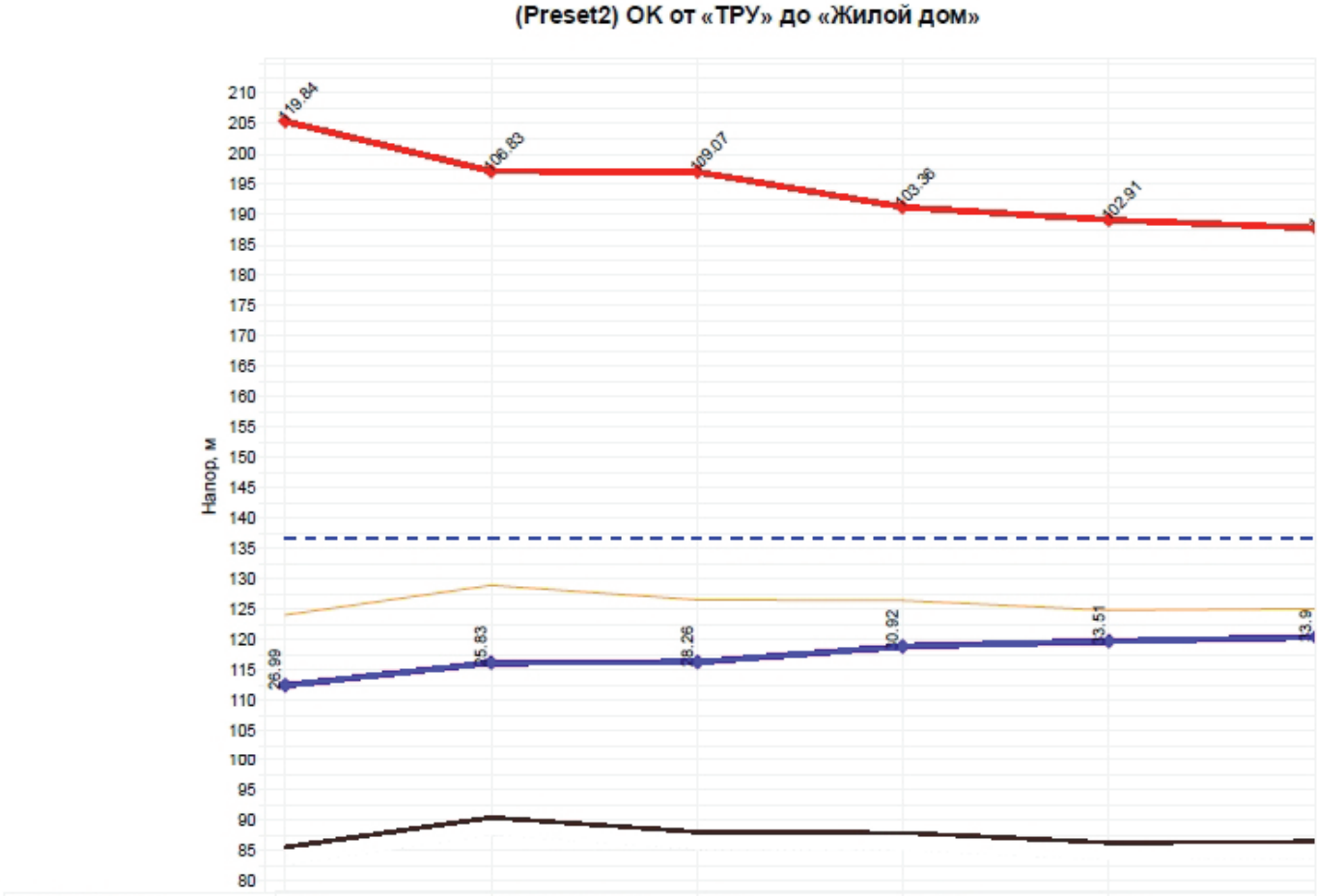
Оценка обеспеченности потребителей расчетным количеством теплоносителя и тепловой энергии проводится на основе гидравлических расчетов тепловых сетей.

Гидравлический расчет существующих сетей ЗАТО Северск проведен для наиболее удаленных потребителей от каждого источника тепловой энергии. В результате расчета определены расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Гидравлический расчет произведен в программном модуле ZuluThermo в составе электронной модели системы теплоснабжения ЗАТО Северск.

Для анализа проведенных расчетов гидравлических режимов сетей сформированы пьезометрические графики от каждого источника выработки тепловой энергии до наиболее удаленных потребителей (результаты расчетов прилагаются в составе файлов электронной модели). На рисунке 3.12 показан пьезометрический график по направлению ТРУ- «Жилой дом».

Линия напора в подающем трубопроводе обозначена красным цветом. Линия напора в обратном трубопроводе обозначена синим цве-том. Они показывают разницу напоров в подающем и обратном трубопроводах в каждой конкретной точке тепловой сети. Одним из основных требований является обеспечение требуемого значения располагаемого напора на вводе потребителя, то есть величина располагаемого напора должна иметь положительное значение.



Наименование узла	ТРУ	врезка на иглаково	ТП-1А	дренаж	стык
Геодезическая высота, м	85.5	90.34	87.97	87.9	86.25
Полный напор в обратном трубопроводе, м	112.5	116.2	116.2	118.8	119.8
Располагаемый напор, м	92.85	81.008	80.808	72.443	69.398
Длина участка, м	1116	26.9	851	195.4	90.5
Диаметр участка, м	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Потери напора в подающем трубопроводе, м	8.167	0.138	5.775	2.103	1.397
Потери напора в обратном трубопроводе, м	3.675	0.062	2.589	0.943	0.627
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1.843	1.83	1.83	1.83	1.83
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1.235	-1.224	-1.224	-1.225	-1.225
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	5.216	5.144	5.143	5.14	5.139
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	2.349	2.307	2.308	2.31	2.31
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	1890.67	1877.53	1877.51	1876.9	1876.76
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-1266.73	-1255.46	-1255.48	-1256.09	-1256.23

Рисунок 3.13 – Пьезометрический график по направлению ТРУ – «Жилой дом»

В рамках актуализации схемы теплоснабжения, была создана электронная модель, в программном модуле ZuluThermo, системы теплоснабжения котельной «ЦОК» п. Самусь с учетом решения как задач планирования развития энергосистемы поселений в целом, так и частных расчетно-аналитических задач для служб эксплуатирующего предприятия.

Были проведены гидравлические расчеты существующей системы теплоснабжения представленные на рисунке 3.14-3.19, а также был сформирован перечень технических мероприятий, в которых были учтены рекомендуемые мероприятия по реконструкции тепловых сетей (участки трубопровода, предложенные в рамках технических решений по улучшению гидравлического режима работы тепловой сети; участки тепловой сети, предлагаемые для реконструкции тепловой сети с целью повышения характеристик надежности и сокращения тепловых потерь). В связи с тем, что большая часть тепловых сетей построена и введена в эксплуатацию до 1996 года, рекомендуется составить график ремонтов тепловых сетей.

При расчете гидравлических режимов работы системы теплоснабжения котельной «ЦОК» было выявлено значительное падение напора на протяженном участке по ул. Войкова, которое влечет за собой недотоп крайних потребителей частного сектора. Для решения данной проблемы рекомендуется перед данным участком установить подкачивающую насосную станцию.

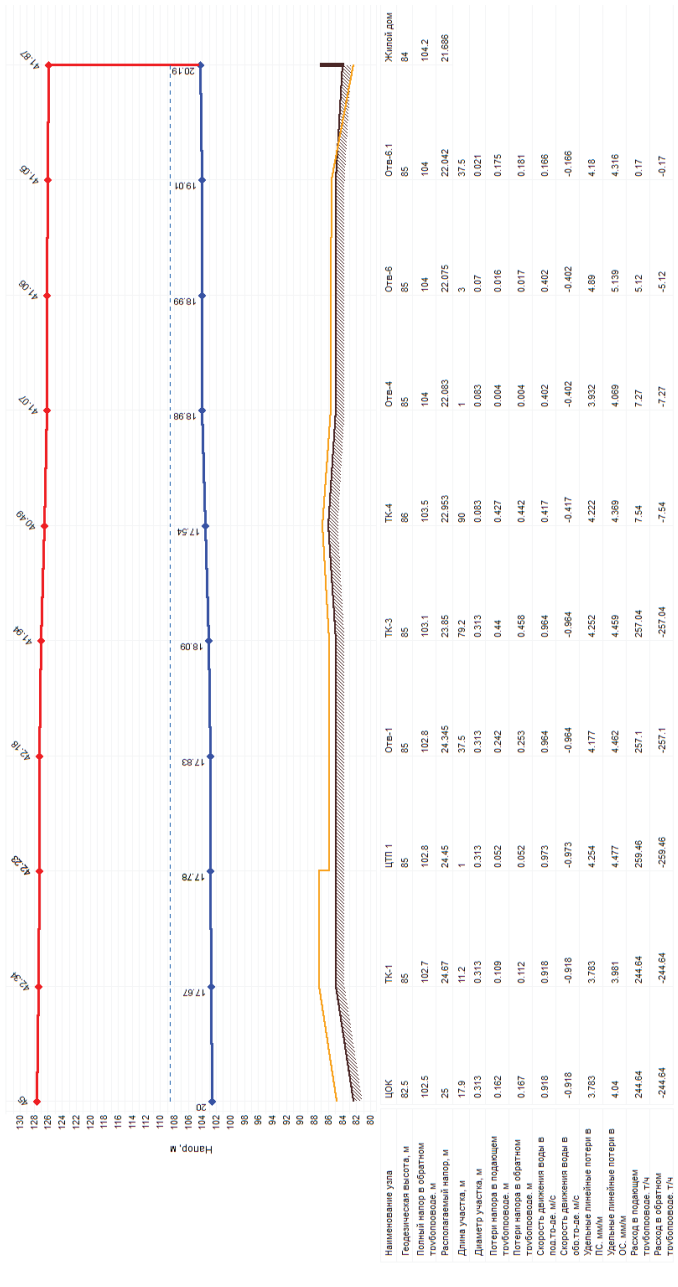


Рисунок 3.14 – Пьезометрический график по направлению от котельной «ЦОК»

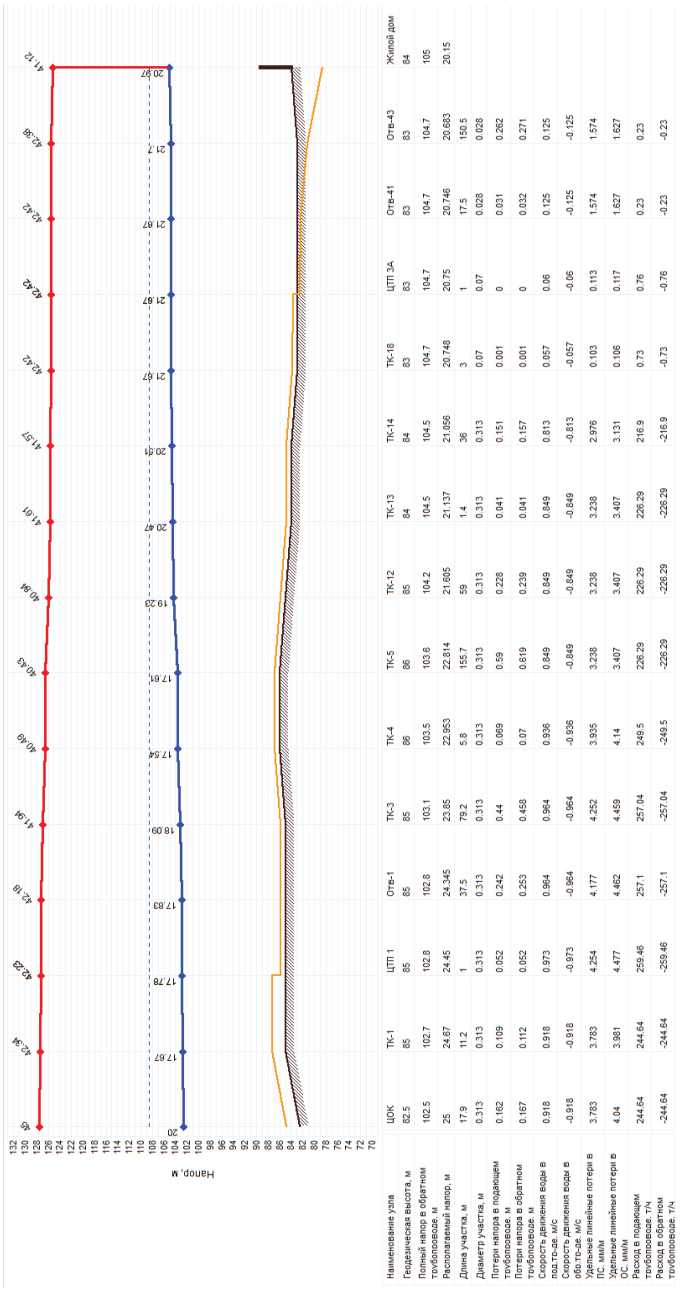




Рисунок 3.15 – Пьезометрический график по направлению от котельной «ЦОК»

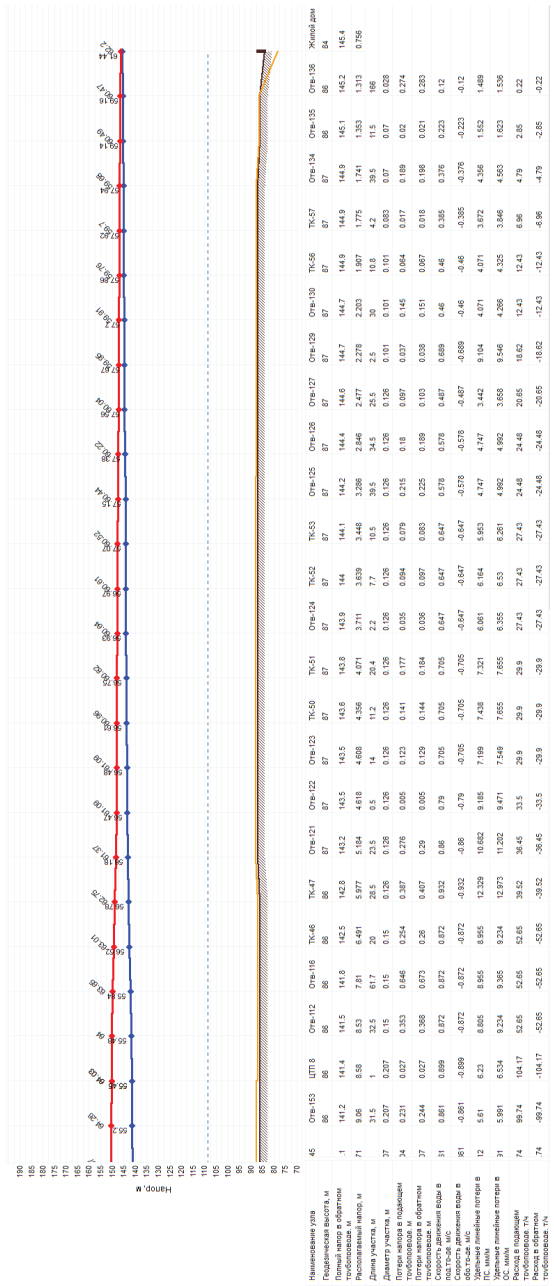




Рисунок 3.16 – Пьезометрический график по направлению от котельной «ЦОК»

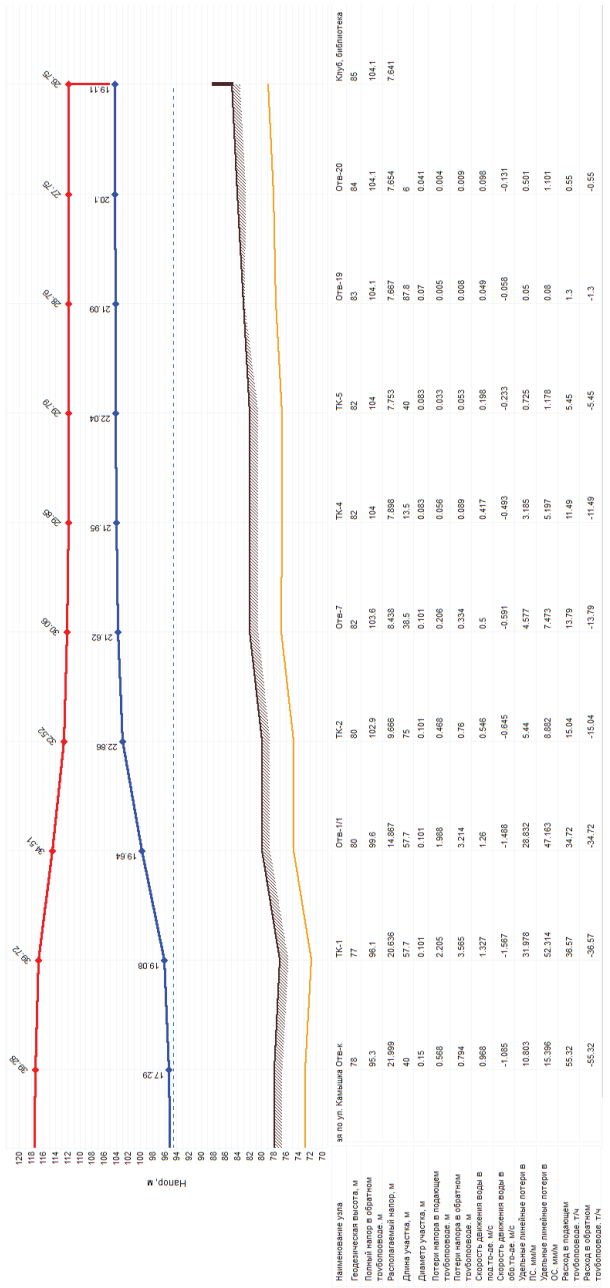




Рисунок 3.17 – Пьезометрический график по направлению от котельной «Камышка»

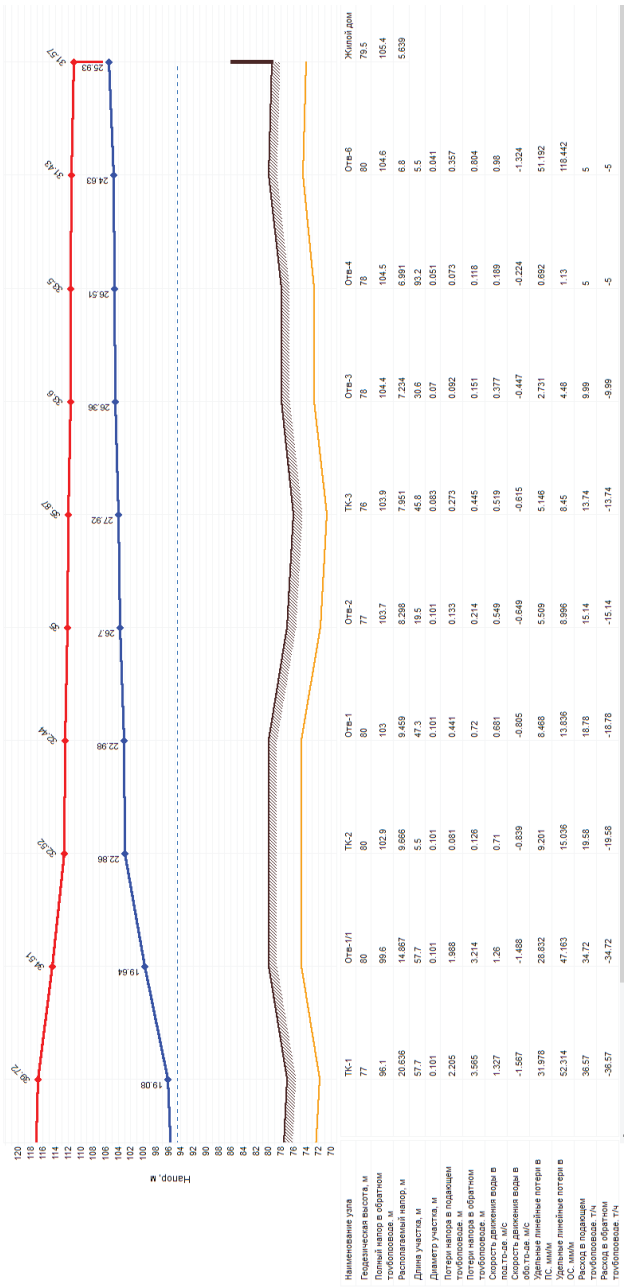
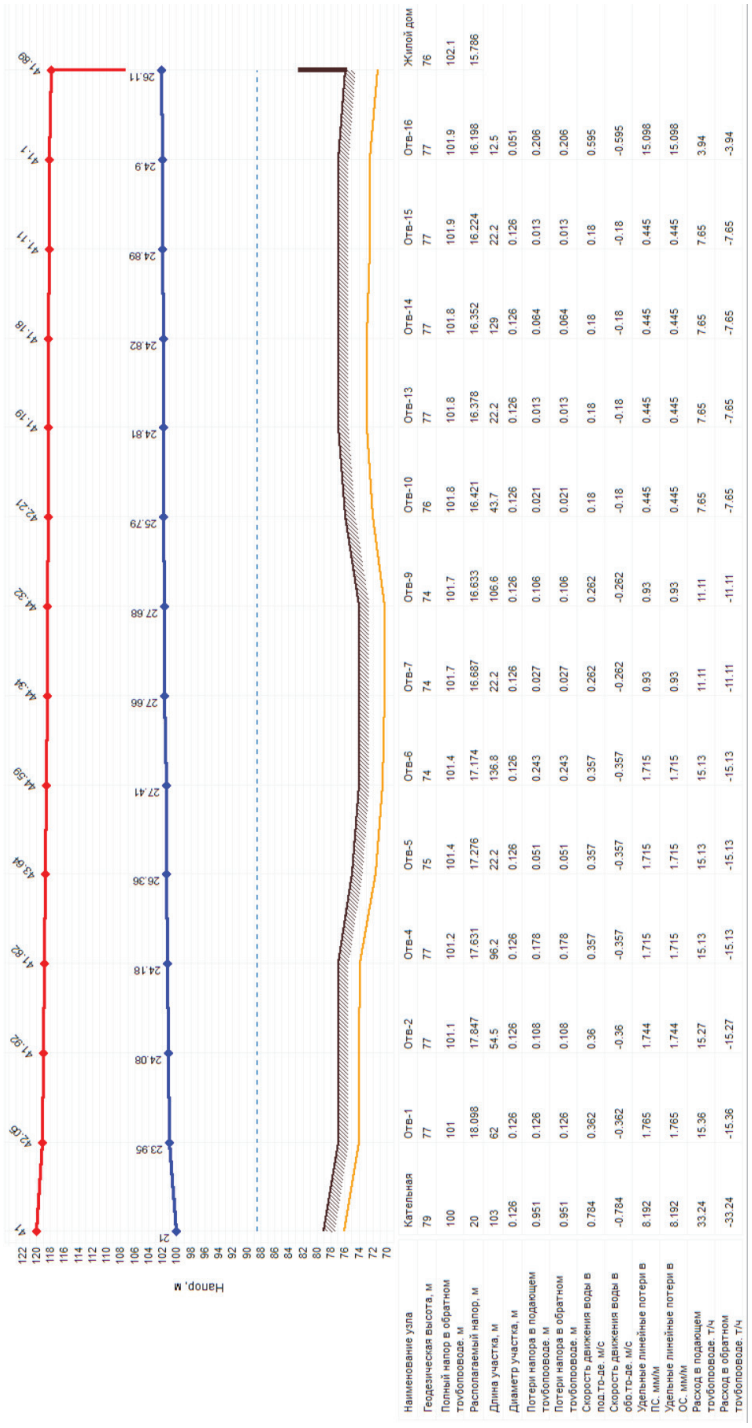
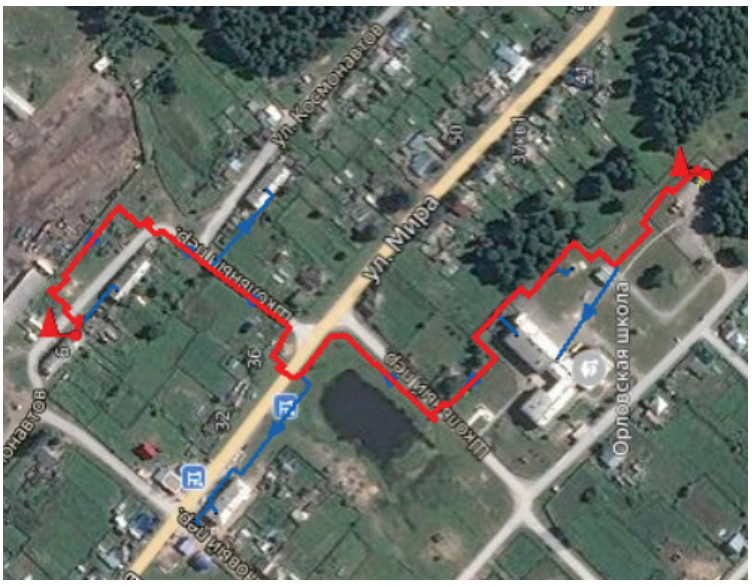




Рисунок 3.18 – Пьезометрический график по направлению от котельной «Камышка»



Наименование узла	Котельная	Отв-1	Отв-2	Отв-4	Отв-5	Отв-6	Отв-7	Отв-9	Отв-10	Отв-13	Отв-14	Отв-15	Отв-16	Жилой дом
Геодезическая высота, м	79	77	77	77	75	74	74	74	76	77	77	77	77	76
Полный напор в обратном трубопроводе, м	100	101	101.1	101.2	101.4	101.4	101.7	101.7	101.8	101.8	101.8	101.9	101.9	102.1
Располагаемый напор, м	20	18.998	17.847	17.631	17.276	17.174	16.687	16.633	16.421	16.378	16.352	16.224	16.198	15.786
Длина участка, м	103	62	54.5	96.2	22.2	136.8	22.2	106.6	43.7	22.2	129	22.2	12.5	
Диаметр участка, м	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.126	0.051	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.951	0.126	0.108	0.178	0.051	0.243	0.027	0.106	0.021	0.013	0.064	0.013	0.206	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.951	0.126	0.108	0.178	0.051	0.243	0.027	0.106	0.021	0.013	0.064	0.013	0.206	
Скорость движения воды в подт-де, м/с	0.784	0.362	0.36	0.357	0.357	0.357	0.262	0.262	0.18	0.18	0.18	0.18	0.595	
Скорость движения воды в обрат-де, м/с	-0.784	-0.362	-0.36	-0.357	-0.357	-0.357	-0.262	-0.262	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	-0.595	
Удельные линейные потери в подающем, мм	8.192	1.765	1.744	1.715	1.715	1.715	0.93	0.93	0.445	0.445	0.445	0.445	15.098	
Удельные линейные потери в обратном	8.192	1.765	1.744	1.715	1.715	1.715	0.93	0.93	0.445	0.445	0.445	0.445	15.098	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	33.24	15.36	15.27	15.13	15.13	15.13	11.11	11.11	7.65	7.65	7.65	7.65	3.94	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-33.24	-15.36	-15.27	-15.13	-15.13	-15.13	-11.11	-11.11	-7.65	-7.65	-7.65	-7.65	-3.94	


ул. Мира
Орловская школа
ул. Комсомольская
ул. Комсомольская
ул. Комсомольская

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

Статстика повреждений на тепловых сетях представлена в таблице 3.29.

Таблица 3.29 – Статстика повреждений на тепловых сетях

Наименование	Количество повреждений, шт.				
	2020	2021	2022	2023	2024
Тепловые сети ОАО ТС	99	122	173	262	132

Аварий с прекращением теплоснабжения и ГВС потребителей в отчетных периодах не было.

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

Данные о статистике восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей не предоставлены.

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

В эксплуатационных районах ОАО ТС информация о техническом состоянии трубопроводов формируется главным образом по результатам регламентных обходов, на основании данных о происходивших ранее повреждениях и т.п. Система сбора и обработки данных мониторинга за состоянием тепловых сетей объединяет все существующие методы наблюдения за тепловыми сетями на территории города.

Основным источником информации о фактическом состоянии трубопроводов на предприятии является:

- результаты ежегодно проводимых гидравлических испытаний;
- анализ причин повреждений, характерные признаки повреждений, их повторяемость.
- заключение экспертиз промышленной безопасности.

Анализ состояния трубопроводов тепловых сетей осуществляется методом диагностики во время устранения повреждений.

При проведении экспертизы промышленной безопасности трубопроводы обследуются в соответствии с РД 03-606-03 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю» и СО 153-34.17.464-2003 «Инструкция по продлению срока службы трубопроводов II, III и IV категорий». В рамках экспертизы проводятся:

- анализ технической документации;
- наружный осмотр и визуально-измерительный контроль;
- ультразвуковая толщинометрия;
- цветная дефектоскопия;
- замеры твердости;
- поверочные расчеты на прочность.

Планирование капитальных и текущих ремонтов осуществляется с учетом количества инцидентов на участках тепловых сетей за отопительный сезон и заключений экспертиз промышленной безопасности, проводимых подрядными организациями, корректируется на основании гидравлических испытаний тепловых сетей на герметичность.

Периодичность проведения гидравлических, температурных испытаний тепловой сети определяется руководителем теплосетевой организации. Испытания проводятся в соответствии с РД 153-34.0-20.507-98.

К недостаткам существующей в ОАО ТС процедуры диагностики состояния тепловых сетей относятся:

- не выполняются анализы проб грунтов в пределах затопляемости трасс;
- не проводятся замеры на наличие блуждающих токов;
- не проводится теледиагностика сетей;
- не проводится тепловизионная аэросъемка местности;
- не внедрена система комплексного мониторинга и диагностики состояния трубопроводов системы теплоснабжения;
- в тепловых камерах не установлены датчики контроля уровня затопляемости грунтовыми водами или сетевой водой в случае аварии.

В эксплуатационных районах МКП «СВК» и ООО «Уют Орловка» информация о техническом состоянии трубопроводов формируется главным образом по результатам комиссионного обследования тепловых сетей и центральных тепловых пунктов, а также гидравлических испы-таний сети по окончании отопительного сезона.

3.10 Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Под термином «летний ремонт» понимают планово-предупредительный ремонт, проводимый в межотопительный период. Для выполнения летних ремонтов ежегодно составляется и согласуется график остановки источников тепла и тепловых сетей. В отношении периодичности проведения летних ремонтов, а также параметров и методов испытаний тепловых сетей ЗАТО Северск установлено следующее:

1. Техническое освидетельствование тепловых сетей производится не реже 1 раза в 5 лет (п.2.5 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»).

2. Трубопроводы и оборудование тепловых сетей, по окончанию отопительного сезона и после летних ремонтов подвергаются гидравлическому испытанию на прочность и плотность. Данный вид испытаний проводится на тепловых сетях два раза в год – не позже чем через две недели после окончания отопительного сезона и после проведенных ремонтов перед отопительным сезоном, минимальным давлением не ниже 1,25 рабочего давления.

По результатам испытаний составляются акты проведения испытаний, в которых зафиксированы все обнаруженные при испытаниях дефекты на тепловых сетях.

3. Испытанию на максимальную температуру теплоносителя подвергаются все тепловые сети от каждого источника тепловой энергии до тепловых пунктов систем теплопотребления непосредственно перед окончанием отопительного сезона при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха (п.1.3, 1.4 РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя»). Периодичность этих испытаний на тепловых сетях ЗАТО Северск установлена 1 раз в 5 лет. Температурные испытания проводятся по утвержденной программе. За максимальную температуру принимается максимально достижимая температура сетевой воды в соответствии с утвержденными температурными графиками регулирования отпуска тепла.

Испытание на максимальную температуру теплоносителя тепловых сетей, эксплуатируемых длительное время и имеющих ненадежные участки, проводят после летнего ремонта и предварительного гидравлического испытания этих участков на прочность и плотность, но не позднее, чем за три недели до начала отопительного сезона.

4. Испытанию на гидравлические потери должны подвергаться тепловые сети в целях определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности в соответствии с РД 34.20.519-97 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери». Испытания тепловых сетей на гидравлические потери должны проводиться один раз в пять лет. График этих испытаний устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (п.6.97 МДК 4-02-2001).

Испытания на гидравлические потери в ЗАТО Северск проводятся ежегодно.

5. Тепловые сети должны подвергаться испытаниям (РД 34.09.255-97) для определения тепловых потерь. Целью тепловых испытаний является определение тепловых потерь различными типами прокладок и конструкциями изоляции трубопроводов, характерными для данной тепловой сети. По результатам испытаний оценивается состояние изоляции испытываемых трубопроводов в конкретных эксплуатационных условиях работы прокладок.

3.11 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в рас-чет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Расчет и обоснование нормативов технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях ЗАТО Северск производится в соответствии с положениями Приказа Минэнерго № 325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Таблица 3.30 – Нормативные потери в тепловых сетях ОАО ТС

Составляющие потерь	2020	2021	2022	2023	2024
Тепловые потери через изоляцию	255 757,6	251 433,9	251 433,9	251 433,9	251 433,95
Тепловые потери с утечками	51 905,72	50 417,5	50 417,5	50 417,5	50 417,46
Тепловые потери с утечкой из САРЗ	0	0	0	0	
Тепловые потери со сбросами сетевой воды и заполнениями отключенных участков	1 825,17	1 991,26	1 991,26	1 991,26	1 991,26
Итого	309 488,5	303 842,7	303 842,7	303 842,7	303 842,67

Таблица 3.31 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям на 2024 год в п. Самусь

№ п/п	Организация	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя на 2024 год		
		Потери и затраты теплоносителя, пар (т), вода ($м^3$)	Потери тепловой энергии, Гкал	Расход электроэнергии, тыс.кВт*ч
1	Система теплоснабжения ЦОК	Теплоноситель - вода		
		10 524,8	10 430,7	192,3
	Система теплоснабжения котельной ул. Камышка	Теплоноситель - вода		
		332,2	332,2	332,2

Состаляющие тепловые потери со сбросами сетевой воды и заполнениями отключенных участков в течение 5 лет уменьшились, тепловые потери через изоляцию – увеличились, но не на большую величину, тепловые потери с утечками – практически не изменились, суммарные потери – возросли.

Нормируемые часовые среднегодовые тепловые потери через изоляцию трубопроводов тепловых сетей определяются по всем участкам тепловой сети с разделением по видам прокладки и срокам строительства тепловых сетей.

Годовые нормативные тепловые потери определяются исходя из месячных тепловых потерь на основании ожидаемых условий работы тепловой сети путем пересчета нормативных среднегодовых тепловых потерь на их ожидаемые среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки. Нормируемые годовые потери планируются суммированием тепловых потерь по всем участкам, определенных с учетом нормируемых месячных часовых потерь тепловых сетей и времени работы сетей.

3.12 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Основная часть технологических потерь тепловой энергии в ЗАТО Северск формируется при ее передаче по тепловым сетям, эксплуатируемым ОАО ТС, на долю которого приходится 87,6% от общей протяженности тепловых сетей в однотрубном исчислении.

Таблица 3.32 – Нормативные и фактические потери тепловой энергии тепловых сетей ОАО ТС в 2024 году

Год актуализации	Нормативные тепловые потери			Фактические потери тепловой энергии	Всего в % от отпущенной тепловой энергии в тепловые сети
	Магистральные тепловые сети	Распределительные тепловые сети	Всего		
2023	233 687,3	70 155,4	303 842,7	260 476,6	13,64
2024	233 687,3	70 155,4	303 842,7	292 194,8	16,12

По данным отчетности, общая величина фактических тепловых потерь ОАО ТС (от БУ-1) в 2024 г. составила 292,19 тыс. Гкал, что меньше нормативных потерь на 3,8 %.

Основная доля потерь тепловой энергии в тепловых сетях приходится на потери через изоляцию и с утечками теплоносителя.

Потери тепловой энергии, связанные с транспортировкой тепловой энергии по сетям п. Самусь и п. Орловка занимают незначительную часть в общем объеме потерь тепловой энергии ЗАТО «Северск» (порядка 1%).

3.13 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети не выдавались.

3.14 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Большая часть теплопотребляющих установок абонентов ЗАТО Северск присоединена по зависимой элеваторной схеме, а доля автоматизированных ИТП (АИТП) оценивается как средняя.

Структура типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей распределена следующим образом:

• Потребители г. Северска (от БУ-1) присоединены к тепловым сетям в основном по зависимой элеваторной схеме (порядка 50 %) с открытым водоразбором на ГВС.

С помощью элеватора температура перегретой воды опускается до расчетной, после чего подготовленный теплоноситель направляется в приборы отопления. Принцип работы элеваторного узла основан на смешивании в нем перегретого теплоносителя из подающего трубопровода с остывшей водой из обратной трубы.

Применение схемы с элеваторным узлом наглядно показывает, что элеватор выполняет сразу 2 функции, что позволяет повысить общую эффективность функционирования системы отопления:

− работает в качестве циркуляционного насоса;

− выполняет функцию смешивания.

Преимущества:

− простота и надежность работы;

− не требуется постоянное наблюдение;

− производительность легко регулируется подбором диаметра сменного сопла;

− большой срок службы;

− постоянный коэффициент смешения при колебаниях перепада давления в тепловой сети (в определенных пределах);

− вследствие большого сопротивления элеватора повышается гидравлическая устойчивость тепловой сети.

Недостатки:

− низкий КПД, равный 0,25ч0,3, поэтому для создания перепада давления в системе отопления необходимо иметь до элеватора большой располагаемый напор;

− отсутствие возможности регулирования температуры воды на выходе;

− постоянство коэффициента смешения элеватора, что приводит к перегреву помещений в теплый период отопительного сезона, т.к. нельзя изменить соотношение между количествами сетевой воды и подмешиваемой;

− зависимость давлений в системе отопления от давлений в тепловой сети;

− при аварийном отключении тепловой сети прекращается циркуляция воды в отопительной установке, в результате чего создается опасность замерзания воды в системе отопления.

К системе теплоснабжения БУ-1 подключены 4 основные группы потребителей:

1. МКД
2. Частные домовладения
3. Гаражные кооперативы
4. Прочие объекты (школы, сады, больницы, магазины, предприятия)

Подключение осуществляется по двухтрубной, зависимой (закрытой или открытой) схеме подключения.

1. МКД

Всего 710 многоквартирных домов подключено к системе теплоснабжения, из которых 29 подключено по закрытой схеме (ГВС через теплообменный аппарат).

Все многоквартирные дома оборудованы узлами смешения (элеваторная схема, либо система автоматического регулирования).

2. Частные домовладения

Всего к БУ-1 подключено 367 частных домовладения (одноэтажные (редко двухэтажные) индивидуальные жилые дома и дома блокированной застройки). Подавляющее большинство объектов не оборудованы узлами смешения системы отопления, а также запорной и регулировочной арматурой. Потребление ГВС отсутствует.

3. Гаражные кооперативы

Всего к БУ-1 подключено 525 объектов (зданий гаражных кооперативов). Подавляющее большинство объектов не оборудованы узлами смешения системы отопления, а также запорной и регулировочной арматурой. Потребление ГВС отсутствует.

4. Прочие объекты (школы, сады, больницы, магазины, предприятия)

Всего к БУ-1 подключено 1311 объектов. Потребление ГВС предусмотрено, как правило, по открытой схеме. Система отопления оборудована автоматическими либо элеваторными узлами смешения.

Структура типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей распределена следующим образом:

- Потребители п. Самусь (от ЦОК) в основном присоединены к тепловым сетям через ЦТП. Система теплоснабжения независимая с закрытым водоразбором на ГВС.

- Тип присоединения потребителей п. Самусь (от котельной по ул. Камышке) и п. Орловка к тепловым сетям – по зависимой элеваторной схеме. Водоразбор на ГВС отсутствует.

- Потребители п. Орловка присоединены к тепловым сетям котельной поселка по зависимой элеваторной схеме, с открытым водоразбором на ГВС.

3.15 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Из 710 многоквартирных домов г. Северска оборудованы узлами учета тепловой энергии 408 (57,5%), из 769 общественно-деловых зданий 378 (49,2%) имеют приборы учета тепловой энергии, из 460 объектов относящихся к категории прочие 250 (54,4%) с узлами учета.

В таблице 3.33 приведена информация о количестве узлов учета у потребителей тепловой энергии и горячей воды.

Таблица 3.33 – Информация о количестве узлов учета у потребителей тепловой энергии и горячей воды

Категория потребителей	Система теплоснабжения г. Северск	
	Количество ПУ	Всего абонентов
Население	523	1048
Бюджетные организации	225	283
Прочие организации	689	1029
Всего	1437	2360
	Система теплоснабжения на базе котельной ЦОК п. Самусь	
Население	23	1 124
Бюджетные организации	10	11
Прочие организации	14	19
Всего	47	1 154

В таблице 3.34 приведена информация о доле полезного отпуска ТЭ потребителям по приборам учета в 2024 году.

Таблица 3.34 – Доля полезного отпуска ТЭ потребителям по приборам учета в 2024 году

Система теплоснабжения	Доля отпуска по ПУ, %
Население	64,66%
Бюджетные организации	87,71%
Прочие организации	90,54%
Всего	78,93%

Оснащенность приборами учета потребителей тепловой энергии на момент актуализации схемы теплоснабжения в системе теплоснабжения от ЦОК п. Самусь составляет 68%. Присоеденены к системе теплоснабжения ЦОК 152 жилых дома общей площадью 83611,23 м^2. Установлены и введены в эксплуатацию общедомовые приборы учета тепловой энергии в 21 многоквартирном доме общей площадью 57643,22 м^2. Доля полезного отпуска тепловой энергии по приборам учета в системе теплоснабжения котельной по ул. Камышка п. Самусь составляет 39 %. Более подробная информация теплоснабжающими организациями не предоставлена.

Так как количество узлов учета не дает представления о количестве тепловой энергии, отпускаемой потребителям по приборам учета, целесообразно рассматривать показатели степени оснащения абонентов приборами учета. Доля отпуска тепловой энергии по приборам учета в общей величине полезного отпуска ЦОК п.Самусь составляет 61,7%.

3.16 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

На базе ОАО ТС функционирует аварийно-диспетчерская служба, отвечающая за работу наружных тепловых сетей.

Для обеспечения ликвидации аварийных ситуаций на объектах ОАО ТС действует аварийно-ремонтная служба.

В работе диспетчерской службы используются:

− средства видеонаблюдения за помещениями ПНС-2 и ПНС-3;

− средства мониторинга параметров давления на всасе и выходе ПНС-2 и ПНС-3;

− средства мониторинга расхода через ПНС-2;

− средства мониторинга температуры теплоносителя, скорости заполнения и уровня в аккумуляторного бака.

Внедрение системы диспетчерского контроля и управления не планируется.

В МКП «СВК», ООО «Уют Орловка» диспетчерские службы отсутствуют.

3.17 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

По данным ОАО ТС средства автоматизации насосных станций отсутствуют.

По данным ООО «Уют Орловка», МКП «СВК» на эксплуатируемых тепловых сетях ЦТП и насосные станции отсутствуют.

По данным МКП «СВК» на эксплуатируемых тепловых сетях уровень автоматизации ЦТП составляет 100%.

3.18 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Системы теплоснабжения, оснащенные большим объемом запорной арматуры, насосного оборудования, а также имеющие большую протяженность сетей и высокое гидравлическое сопротивление имеют трудности при обеспечении высокой степени надежности.

В таких системах теплоснабжения существует высокая вероятность возникновения аварийных либо переходных гидравлических режимов, характеризуемых колебаниями либо повышением давления сетевой воды, значения которых выходят за пределы допустимых значений прочностных характеристик оборудования и сетей. Подобные процессы возможны и в системах теплоснабжения невысокой мощности и протя-женности и, кроме того, могут иметь характер гидравлического удара.

Нарушения нормального гидравлического режима систем теплоснабжения имеют следующие технические причины:

- аварийные отключения сетевых и подпиточных насосов котельных;

- закрытие (открытие) регуляторов, запорной, предохранительной и обратной арматуры на источниках теплоснабжения, в тепловых сетях и в тепловых пунктах потребителей (причем разрывы коррозионно-ослабленных трубопроводов могут происходить даже в случае плановых переключений в тепловых схемах, при перепуске насосов, уменьшении или увеличении подпитки сети);

- вскипание воды в котлах и оборудовании котельных;

- разрывы магистральных сетевых трубопроводов.

В зависимости от инерционности системы трубопроводов и характеристик возмущения переходные гидравлические режимы можно подразделить на условно-стабильные и гидравлические удары. Данные разновидности могут носить характер затухающего колебательного процесса.

Условно-стабильные режимы характеризуются монотонными нарушениями стационарного гидравлического режима, при которых скорость изменения (в т. ч. нарастания) давления невысока. Подобные режимы наиболее часто являются следствием операций с регулирующими клапана-ми, закрытия или открытия арматуры с электроприводом.

Кроме того, системы теплоснабжения обладают следующей особенностью: существует значительный разброс допустимых давлений для оборудования и трубопроводов, установленных на котельных, тепловых сетях и системах теплопотребления.

Гидравлическим ударом называется явление, возникающее в трубопроводе при быстром изменении скорости движения жидкости. Гидравлический удар характеризуется мгновенными повышениями и понижениями давления, которые могут привести к разрушению трубопровода.

Гидравлический удар сопровождается резким изменением скорости движения воды в сети. Для сортамента труб, применяемых в тепловых сетях, в диапазоне изменения диаметров от 0,05 до 1,0 м отношение ds изменяется от 20 до 90 и скорость звука в воде составляет от 1300 до 1050 м/с.

По данным предоставленным ОАО ТС, средства защиты тепловых сетей от превышения давления отсутствуют.

В современных системах теплоснабжения по результатам испытаний при проведении работ по наладке гидравлических режимов рекомендуется применять следующие устройства защиты тепловых сетей от превышения давления:

- быстродействующие клапаны МСУ;
- мембранные предохранительные устройства МПУ;
- демпфирующие устройства для защиты чувствительных элементов (манометров, регуляторов, датчиков) от воздействия гидроударов.

Для защиты тепловых сетей п. Самусь и п. Орловка от превышения давления на котельных установлены предохранительные клапаны. Кроме того, в п. Самусь, на котельной «ЦОК» на ЦТП на подающих трубопроводах установлены невозвратные клапаны.

3.19 Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

По данным предоставленным ОАО ТС перечень бесхозяйных сетей представлен в таблице 3.35.

Таблица 3.35 – Перечень бесхозяйных сетей ОАО ТС

№ п/п	Наименование участка (района) эксплуатации тепловых сетей	Протяженность участка по трассе в 1-о трубном исполнении, м	Протяженность участка по трассе в 2-х трубном исполнении, м	Количество тепловых камер (пунктов) шт.	Условный диаметр труб, Ду, мм	Количество труб , шт.	Способ прокладки (бесканальная, в каналах, надземная)	Тип линии	Год ввода в эксплуатацию участка тепловой сети	Вид изоляции тепловых сетей
1	г. Северск , ул. Ленина, 130, сооружение1 тс	65,00	65,000	0	80	1	В непроходных каналах	Подающая линия	01.01.2017	СТД
		65,00			80	1	В непроходных каналах	Обратная линия		СТД
2	г. Северск, ул.Пушкина, 14	12,00	12,000	0	50	1	В непроходных каналах	Подающая линия	06.05.1953	СТД
		12,00			50	1	В непроходных каналах	Обратная линия		СТД
3	г. Северск, ул. Северная, д. 36, сооружение 1 тс	146,00	146,000	0	100	1	В непроходных каналах	Подающая линия	01.01.2007	СТД
		146,00			100	1	В непроходных каналах	Обратная линия		СТД
4	г. Северск, проезд Новый, 1	42,00	42,000	0	100	1	В непроходных каналах	Подающая линия	01.01.2004	СТД
		42,00			100	1	В непроходных каналах	Обратная линия		СТД
	ИТОГО	530,0	265,00	0						

3.20 Данные энергетических характеристик тепловых сетей

В соответствии с методическими указаниями по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии (СО-153-34.20.523-2003, части 1, 2, 3, 4), утвержденных Приказом министерства энергетики РФ № 278 от 30.06.2003 г., энергетические характеристики должны разрабатываться для систем теплоснабжения с расчетной тепловой нагрузкой 100 Гкал/ч и более по следующим показателям:

- тепловые потери;
- удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии;
- удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу расчетной присоединенной тепловой нагрузки потреби-телей;
- разность температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах или температура сетевой воды в обрат-ном трубопроводе;
- потери (затраты) сетевой воды.

К режимным энергетическим характеристикам тепловых сетей (систем теплоснабжения в целом) относятся такие показатели, как:

- среднечасовой расход сетевой воды в подающем трубопроводе (в подающей линии) системы теплоснабжения, отнесенный к единице расчетной присоединенной тепловой нагрузки потребителей (удельный расход сетевой воды);
- разность температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах (в подающей и обратной линиях) системы теплоснабжения или температура сетевой воды в обратном трубопроводе системы теплоснабжения (при заданной температуре сетевой воды в подающем трубопроводе).

К энергетическим характеристикам тепловых сетей относятся следующие показатели:

- тепловые потери (тепловая энергетическая характеристика);
- удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии (гидравлическая энергетическая характеристика);
- потери (затраты) сетевой воды.

Таблица 3.36 – Динамика изменения нормативных показателей функционирования тепловых сетей

Год актуализации	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/ Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт-ч/Гкал	Количество прекращения теплоснабжения в отопительный период, 1/м²/год
2020	не нормируется	2.74	не нормируется
2021	не нормируется	2.62	не нормируется
2022	не нормируется	2.62	не нормируется
2023	не нормируется	2.09	не нормируется
2024	не нормируется	2.09	не нормируется

Таблица 3.37 – Динамика изменения фактических показателей функционирования тепловых сетей

Год актуализации	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии, т/ Гкал	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, кВт-ч/Гкал	Количество прекращения теплоснабжения в отопительный период, 1/м²/год	Количество отказов в период испытаний тепловых сетей, 1/м²/год
2020	не нормируется	0.31	0	0
2021	не нормируется	0.28	0	0
2022	не нормируется	0.33	0	0
2023	не нормируется	0.23	0	0
2024	не нормируется	0.24	0	0

3.21 Описание изменений характеристик тепловых сетей

Внесены изменения по протяженности тепловых сетей в системах теплоснабжения, обусловленные уточнением характеристик тепловых сетей, а также передачей в эксплуатацию отдельных участков тепловых сетей.

ЧАСТЬ 4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

4.1 Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения поселения, включая перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Зона действия ТЭЦ (г. Северск) распространяется на всех потребителей тепловой энергии в г. Северске. Функционирующие котельные в зоне эффективного радиуса теплоснабжения ТЭЦ (г. Северск) отсутствуют.

Генеральным планом ЗАТО Северск предусмотрены следующие зоны:

- жилые;
- общественно-деловые;
- производственные,
- зоны транспортной и инженерной инфраструктуры;
- рекреационные;
- зоны сельскохозяйственного использования.

Центральное теплоснабжение охватывает следующие зоны города:

- жилые;
- общественно-деловые;
- производственные.

В состав жилых зон входят территории, функционально используемые для постоянного и временного проживания населения, включающие жилую и общественную застройку.

В состав общественно-деловых зон входят территории общественно-делового, коммерческого центра; территории объектов здравоохранения; территории образовательных учреждений; территории культовых и спортивных сооружений.

Производственные зоны и зоны транспортной и инженерной инфраструктуры предназначены для размещения промышленных, коммунальных и складских объектов, объектов транспортной и инженерной инфраструктуры.

Существующая зона действия ТЭЦ АО «РИР» приведена на рисунке 4.1.

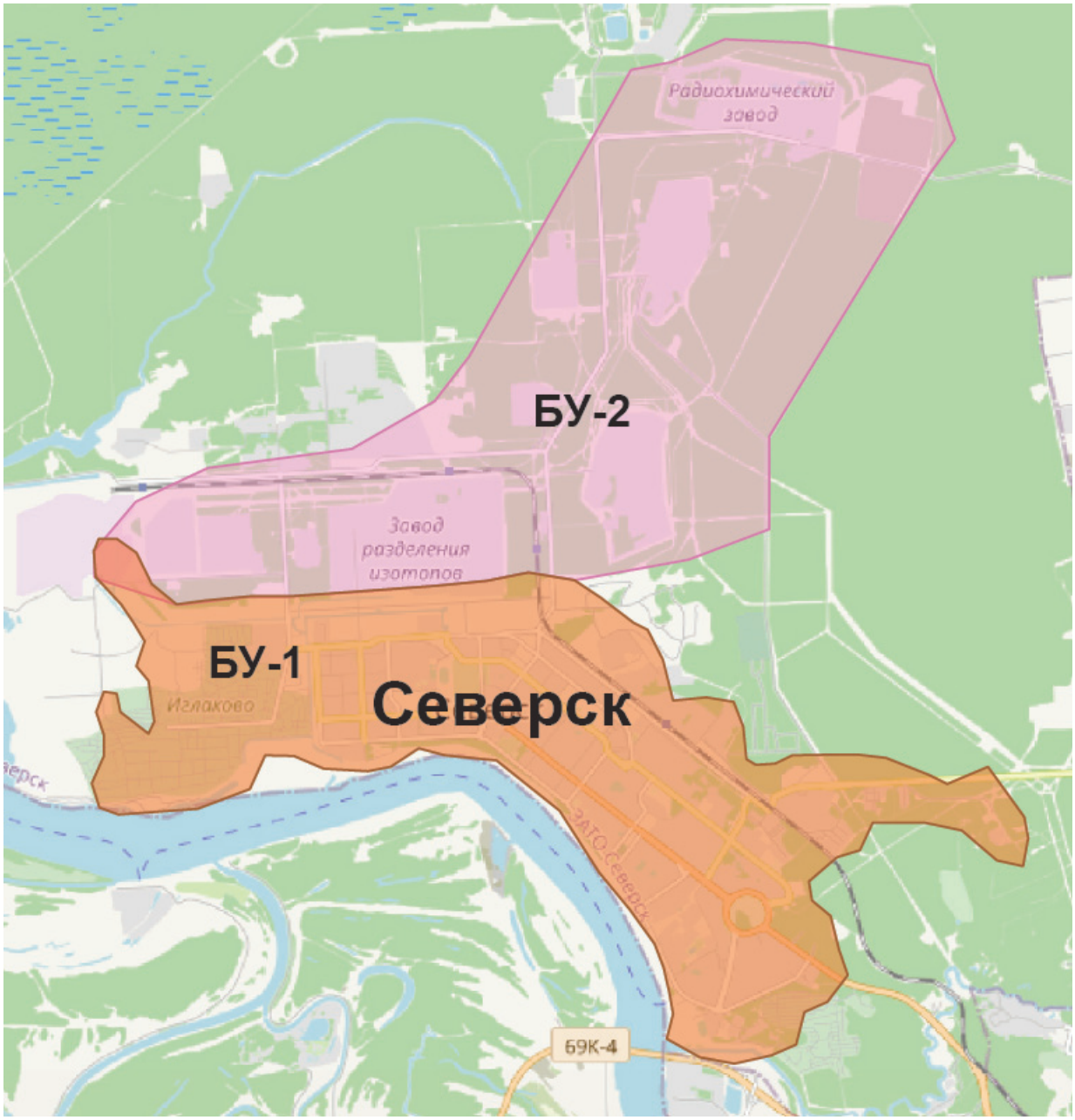


Рисунок 4.1 – Существующая зона действия ТЭЦ АО «РИР» (потребители, получающие тепловую энергию от бойлерной установки № 1 – отмечены оранжевым цветом; потребители получающие тепловую энергию от бойлерной установки № 2 отмечены розовым цветом)

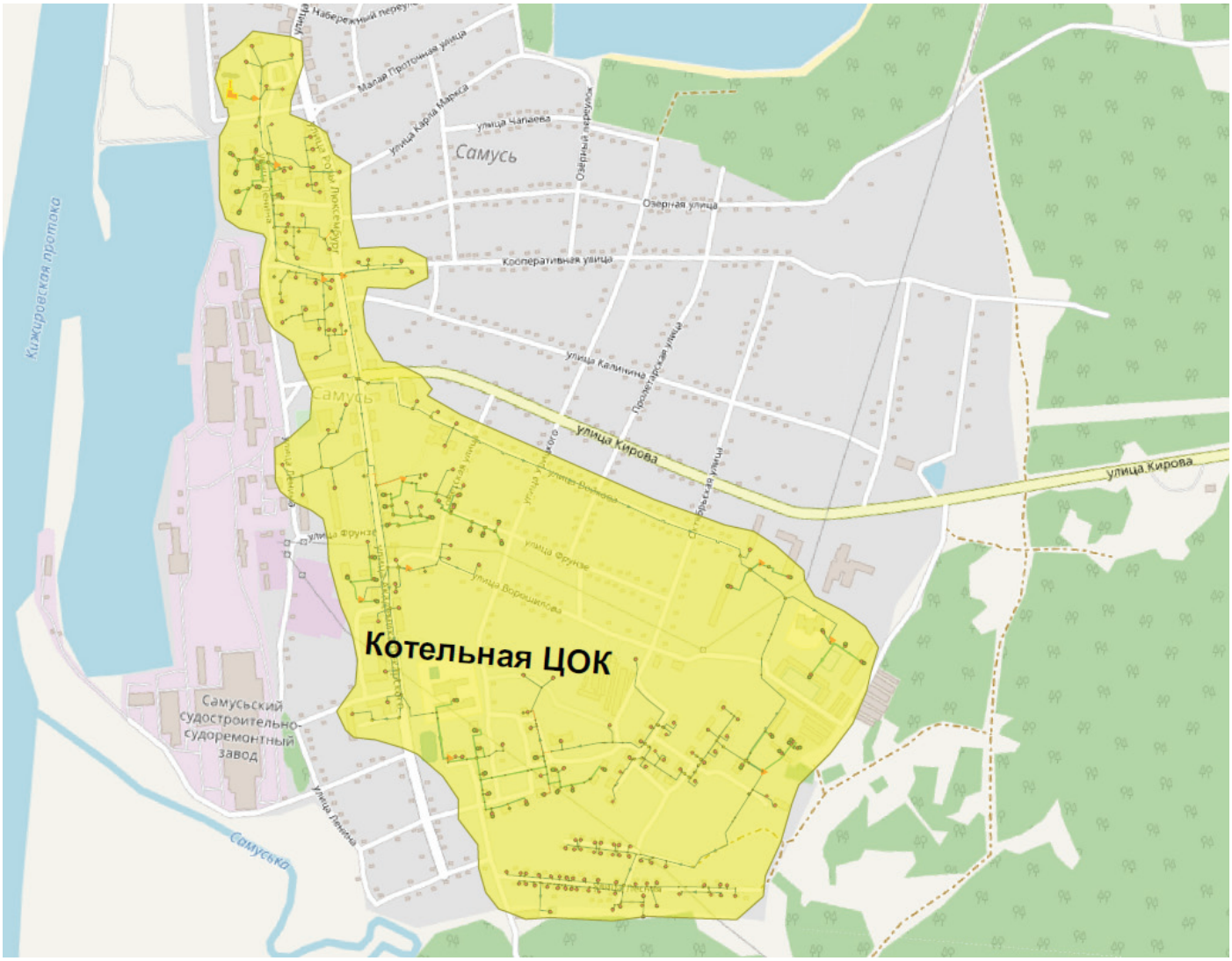


Рисунок 4.2 – Существующие зоны действия центральной отопительной котельной МКП «СВК»



4.3 – Существующие зоны действия центральной отопительной котельной по ул. Камышка МКП «СВК»

В зоне деятельности МКП «СВК» располагаются:

- одна котельная по адресу ул. Набережная, 7. Зона действия котельной располагается в п. Самусь и ограничена улицами Ленина, Кирова, Пекарского, Лесной, Строительной, Ворошилова, Судостроителей. В зоне действия котельной расположены 217 потребителей, эффективный радиус теплоснабжения равен 3,1 км, расстояние до наиболее удаленного потребителя 3 км. Абонентами в выделенной зоне

деятельности являются жилые дома, а так-же административные объекты коммерческой сферы (магазины и т.п.). В зоне деятельности присутствуют также объекты социальной сферы (образовательные учреждения, администрация, учреждения здравоохранения, и т.п.). Новые подключения в зоне деятельности МКП «СВК» не запланированы. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования по состоянию на 2024 г. не выдавались;

- одна котельная по адресу ул. Камышка, 2а, стр.11 (рис. 4.3). Зона действия котельной располагается в п. Самусь, ограничена ул. Камышка. В зоне действия котельной расположены 34 потребителя, эффективный радиус теплоснабжения равен 0,8 км, расстояние до наиболее удаленного потребителя 0,6 км. Абонентами в выделенной зоне деятельности являются жилые дома. Новые подключения в зоне действия указанной котельной не запланированы. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования по состоянию на 2024 г. не выдавались.



Рисунок 4.4 – Существующая зона действия котельной ООО «Уют Орловка»

В зоне деятельности ООО «Уют Орловка» располагается одна котельная по адресу ул. Чкалова, 32 стр. 2. Существующая зона действия источника тепловой энергии п. Орловка приведена на рисунке 4.3. Зона действия котельной располагается в п. Орловка, ограничена ул. Мира и пер. Школьным. В зоне действия котельной расположены 5 потребителей, эффективный радиус теплоснабжения составляет 1,00 км. Абонентами в выделенной зоне деятельности, главным образом, являются жилые дома. В зоне деятельности присутствуют также объект социальной сферы (образовательное учреждение), также медпункт и почта (в нежилых помещениях жилого дома). В зоне действия котельной отсутствуют производственные потребители. Новые подключения в зоне деятельности ООО «Уют Орловка» не запланированы. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования по состоянию на 2024 год не выдавались.

4.2 Описание изменений зон действия источников тепловой энергии

Актуализированы численные показатели зон действия источников.

ЧАСТЬ 5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

Суммарная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей ЗАТО Северск на 01.01.2025 г. (при расчетных температурах наружного воздуха) составляет 1043,6148 Гкал/час, в том числе по элементам территориального деления (таблица 5.1):

- г. Северск – 1026,0460 Гкал/час (98,3% от общей нагрузки);
- п. Самусь (ЦОК) – 15,6806 Гкал/час (1,5% от общей нагрузки);
- п. Орловка – 1,1405 Гкал/час (0,1% от общей нагрузки);
- п. Самусь (Камышка) – 0,6673 Гкал/час (0,1% от общей нагрузки).

Таблица 5.1 – Договорная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии ЗАТО Северск (без учета потерь на тепловых сетях)

№ п/п	Наименование расчетного элемента территориального деления	Тепловая нагрузка потребителей всего, Гкал/ч	в т. ч. по видам теплопотребления, Гкал/ч		
			на отопление	на вентиляцию	на ГВС
1	г. Северск	1026,0460	428,0437	39,1994	197,2209
2	п. Самусь (ЦОК)	15,6806	13,1029	0,6242	1,9535
3	п. Самусь (Камышка)	1,1696	1,1072	0,0625	0,0000
4	п. Орловка	0,6673	0,6554	0,0000	0,0118
	ВСЕГО по ЗАТО Северск	**1043,5635**	**442,9092**	**39,8861**	**199,1862**

Для оценки спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления использованы данные отдела по работе на розничных рынках филиала АО «РИР» г. Северска.

В соответствии с ч. 2 ст. 13, ст. 15 ФЗ «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г. №190-ФЗ поставка тепловой энергии осуществляется в соответствии с заключаемыми договорами энергоснабжения.

Договорные тепловые нагрузки (оценка спроса на тепловую мощность) г. Северска по группам потребителей тепловой энер-гии с распределением по видам тепловых нагрузок при расчетных температурах наружного воздуха представлены в Приложениях П1–П9 «Тепловые нагрузки потребителей города» Главы 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения г. Северска до 2045 г.

Тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии на коллекторах источников г. Северска с учетом потерь в тепловых сетях на 01.01.2025 г. приведена в таблице 5.2.

5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Зачения тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Значения тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии на 31.12.2024 г.

Источник тепловой энергии	**Тепловые нагрузки, Гкал/ч**			**Потери тепловой энергии, Гкал/ч**	**Нагрузка на коллекторе, Гкал/ч**
	отопление	**вентиляция**	**ГВС**		
ТЭЦ	208,1056	19,0579	95,8845	60,9609	559,8023
ЦОК	13,1029	0,6242	1,9535	4,5985	20,2790
Камышка	1,1072	0,0625	0,0000	0,1842	1,3539
Орловка	0,6554	0,0000	0,0118	0,1330	0,7907

Расчетные часовые тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии определялись с учетом приведения тепловых нагрузок на отопление и вентиляцию к расчетной температуре наружного воздуха, а также с учетом показаний приборов учета тепловой энергии у потребителей (Приказ Минстроя РФ № 99_17-03-2014 «Об утверждении методики осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя»).

Распределение полученной оценки расчетной тепловой нагрузки по видам тепловой нагрузки (отопление, вентиляция, горячее водоснабжение, технология, потери в тепловых сетях и расход мощности на хозяйственные нужды) получено на основе пропорционального метода деления договорных тепловых нагрузок.

5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Индивидуальное отопление жилых помещений в многоквартирных домах ЗАТО Северск не осуществляется.

5.4 Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха определено для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения расчетным способом (МДК № 4-05.2004 от 12.08.2003 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения») с учетом следующих параметров:

- продолжительность отопительного периода 233 дня;
- температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 – минус 39 °С;
- средняя температура наружного воздуха за отопительный период – минус 7,8 °С;
- продолжительность работы системы ГВС – 350 сут.;
- температура потребляемой холодной воды в водопроводной сети в отопительный период – 5°С;
- температура холодной воды в водопроводной сети в неотопительный период – 15 °С.

Значения годового потребления тепловой энергии на территории муниципального образования представлено в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Потребление тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения ЗАТО Северск за 2024 г., Гкал/год

Источник тепловой энергии (система теплоснабжения)	**Население**				**Прочие**				**Всего**			
	Отопление	**ГВС**	**Вент**	**Итого**	**Отопление**	**ГВС**	**Вент**	**Итого**	**Отопление**	**ГВС**	**Вент**	**Итого**
БУ-1, Гкал	489 712,4	132 313,0	-	622 025,4	274 240,4	24 904,3		299 144,7	763 952,8	157 217,3		921 170,1
Потери на сети ОАО" Тепловые сети"					292 285,0			292 285,0	292 285,0			292 285,0
БУ-2					213 649,3				213 649,3			213 649,3
Потери на сети АО "СХК"					76 068,9				76 068,9			76 068,9
Потери на сети АО "РИР"					20 627,0				20 627,0			20 627,0
Пар на технологию					268 152,1				268 152,1			268 152,1
Потери на сети АО "СХК"					139 302,0				139 302,0			139 302,0
Котельная п. Самусь (ЦОК)	22 363,2	6 196,6	0,0	28 559,9	6 632,7	222,2	153,5	7 008,3	28 995,9	6 418,8	153,5	35 568,2
Котельная п. Самусь (Камышка)	1726,3	0,0	0,0	0,0	1157,5	28,3	1185,8	0,0	2883,8	28,3	0,0	2 912,1
Котельная п. Орловка	1 172,08	0,00	0,00	1 172,08	1 159,22	0,00	0,00	1 159,22	2 331,30	0,00	0,00	2 331,30

Примечание: по котельным приведены плановые значения

В таблице 5.4 приведены фактические среднемесячные температуры наружного воздуха и градусо-сутки по годам.

Таблица 5.4 – Фактические среднемесячные температуры наружного воздуха и градусо-сутки отопительного периода по годам за период 2022–2024

Месяцы/ Годы	2022			2023			2024			СП 131.13330.2020		
	$t_{ср}$	Кол-во дней	ГСОП	$t_{ср}$	Кол-во дней	ГСОП	$t_{ср}$	Кол-во дней	ГСОП	$t_{ср}$	Кол-во дней	ГСОП
январь	-14,0	31	1054	-14,4	31	1066	-15,0	31	1085	-18,1	31	1181
февраль	-10,5	28	854	-13,3	28	932	-14,8	29	1009	-15,7	28	1000
март	-7,6	31	856	-3,3	31	722	-4,6	31	763	-7,3	31	846
апрель	4,6	30	462	-0,3	30	609	2,2	30	534	1,7	30	549
май	8,1	12	143	10,7	10	93	9,9	13	131	9,6	10	104
сентябрь	7,2	16	205	6,0	6	84	7,6	13	161	9,1	11	120
октябрь	3,1	31	524	5,3	31	456	2,9	31	530	1,4	31	577
ноябрь	-9,6	30	888	-4,7	30	741	-5,2	30	756	-8,5	30	855
декабрь	17,2	31	1153	-14,7	31	1076	-10,4	31	942	-15,2	31	1091
ср. отопит период	**-5,6**	**240**	**6144**	**-5,3**	**233**	**5768**	**-4,7**	**239**	**5903**	**-7,8**	**233**	**6477**

Базовый уровень годового потребления тепловой энергии (в зоне действия ТЭЦ, без учета потерь на тепловых сетях) в расчетных элементах территориального деления принят (за 2024 год) в размере 1931,25 тыс. Гкал.

Базовый уровень годового потребления тепловой энергии (внегородские территории ЗАТО Северск, без учета потерь на тепловых сетях) в расчетных элементах территориального деления принят (за 2024 г.) в размере 37 899,5 Гкал.

5.4.1 Тепловые нагрузки промышленных предприятий (потребление тепловой энергии промышленными предприятиями)

В ЗАТО Северск основным предприятием, потребляющим тепловую энергию, является Акционерное Общество «Сибирский Химический Комбинат» (АО «СХК»). В территориальном отношении промышленные объекты АО «СХК» расположены в городе Северске. Собственные заводы АО «СХК», а также сторонние потребители, расположенные в промышленной зоне комбината, получают тепловую энергию с ТЭЦ:

- по 2-м паропроводам давлением 7-13 кгс/см^2 и 3 паропроводам давлением 13-18 кгс/см^2;
- от БУ-2 по Северным тепломагистралям № № 1, 2, 3.

Тепловая нагрузка промышленных потребителей ТЭЦ по видам потребления распределена следующим образом:

- теплоноситель «пар» (7-13 ата) – 20,3 Гкал/час, в т.ч. «сторонние» – 0,48 Гкал/час;
- теплоноситель «пар» (13-19 ата) – 53,6 Гкал/час, в т.ч. «сторонние» – 1,83 Гкал/час;
- теплоноситель «горячая вода» (БУ-2) – 155,1 Гкал/час, в т.ч. «сторонние» – 26,4 Гкал/час.

5.4.2 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Нормативы потребления коммунальных услуг, в том числе на нужды отопления и горячего водоснабжения утверждены Приказом Департамента ЖКХ и государственного жилищного надзора Томской области № 47 от 30.11.2012 г. Нормативы потребления коммунальных слуг по холодному и горячему водоснабжению в жилых помещениях представлены в Таблице 5.5, нормативы потребления коммунальных слуг по холодному и горячему водоснабжению на общедомовые нужды представлены в Таблице 5.6, нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению в жилых и нежилых помещениях представлены в Таблице 5.7.

Таблица 5.5 – Нормативы потребления коммунальных слуг по холодному и горячему водоснабжению в жилых помещениях (куб. метр в месяц на 1 человека)

№ п.п.	Категория жилых помещений	Норматив потребления коммунальной услуги		Норматив потребления коммунальной услуги (при наличии технической возможности установки коллективных, индивидуальных или общих (квартирных) приборов учета)									
				ХВС	ГВС	ХВС	ГВС	ХВС	ГВС	ХВС	ГВС	ХВС	ГВС
		ХВС	ГВС	с 1 января 2015 г. по 30 июня 2015 г.		с 1 июля 2015 г. по 31 декабря 2015 г.		с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.		с 1 июля 2016 г. 31 декабря 2016 г.		с 2017 года	
1	Жилые помещения с централизованным водоснабжением, водоотведением и горячим водоснабжением	3,05	1,16	3,36	1,28	3,66	1,39	4,27	1,62	4,58	1,74	4,88	1,86
2	Жилые помещения с централизованным водоснабжением, водоотведением и горячим водоснабжением, оборудованные раковинами, мойками кухонными, душами	4,6	2,51	5,06	2,76	5,52	3,01	6,44	3,51	6,9	3,77	7,36	4,02
3	Жилые помещения с централизованным водоснабжением, водоотведением и горячим водоснабжением, оборудованные сидячими ваннами, раковинами и душем	5,02	3,02	5,52	3,32	6,02	3,62	7,03	4,23	7,53	4,53	8,03	4,83
4	Жилые помещения с централизованным водоснабжением, водоотведением и горячим водоснабжением, оборудованные ваннами длиной 1500 - 1700 мм, раковинами и душем	5,1	3,11	5,61	3,42	6,12	3,73	7,14	4,35	7,65	4,67	8,16	4,98
5	Жилые помещения в общежитиях с водопроводом и с общими душевыми	2,39	1,29	2,63	1,42	2,87	1,55	3,35	1,81	3,59	1,94	3,82	2,06
6	Жилые помещения в общежитиях с водопроводом и с общими кухнями и блоками душевых на этажах при жилых комнатах в каждой секции здания	2,53	1,43	2,78	1,57	3,04	1,72	3,54	2	3,8	2,15	4,05	2,29

Таблица 5.6 – Нормативы потребления коммунальных слуг по холодному и горячему водоснабжению на общедомовые нужды (куб. метр в месяц на 1 кв. метр общей площади)

№ п.п.	Категория жилых помещений	Этажность	Норматив потребления коммунальной услуги		Норматив потребления коммунальной услуги (при наличии технической возможности установки коллективных (общедомовых) приборов учета)				Норматив потребления коммунальной услуги (при наличии технической возможности установки коллективных (общедомовых) приборов учета)					
					ХВС	ГВС	ХВС	ГВС	ХВС	ГВС	ХВС	ГВС	ХВС	ГВС
			ХВС	ГВС	с 1 января 2015 г. по 30 июня 2015 г.		с 1 июля 2015 г. по 31 декабря 2015 г.		с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.		с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.		с 2017 года	
1	Жилые помещения с централизованным водоснабжением, водоотведением и горячим водоснабжением	от 1 до 3	0,043	0,043	0,047	0,047	0,052	0,052	0,06	0,06	0,065	0,065	0,069	0,069
		от 4 и более	0,032	0,032	0,035	0,035	0,038	0,038	0,045	0,045	0,048	0,048	0,051	0,051
2	Жилые помещения с централизованным водоснабжением, водоотведением и горячим водоснабжением, оборудованные раковинами, мойками кухонными, душами	от 1 до 3	0,033	0,033	0,036	0,036	0,04	0,04	0,046	0,046	0,05	0,05	0,053	0,053
		от 4 до 6	0,046	0,046	0,051	0,051	0,055	0,055	0,064	0,064	0,069	0,069	0,074	0,074
		от 7 и более	0,038	0,038	0,042	0,042	0,046	0,046	0,053	0,053	0,057	0,057	0,061	0,061

№ п.п.	Категория жилых помещений	Этажность	Норматив потребления коммунальной услуги		Норматив потребления коммунальной услуги (при наличии технической возможности установки коллективных (общедомовых) приборов учета)				Норматив потребления коммунальной услуги (при наличии технической возможности установки коллективных (общедомовых) приборов учета)					
					ХВС	ГВС	ХВС	ГВС	ХВС	ГВС	ХВС	ГВС	ХВС	ГВС
			ХВС	ГВС	с 1 января 2015 г. по 30 июня 2015 г.		с 1 июля 2015 г. по 31 декабря 2015 г.		с 1 января 2016 г. по 30 июня 2016 г.		с 1 июля 2016 г. по 31 декабря 2016 г.		с 2017 года	
3	Жилые помещения с централизованным водоснабжением, водоотведением и горячим водоснабжением, оборудованные сидячими ваннами, раковинами и душем	от 1 до 3	0,041	0,041	0,045	0,045	0,049	0,049	0,057	0,057	0,062	0,062	0,066	0,066
		от 4 до 6	0,036	0,036	0,04	0,04	0,043	0,043	0,05	0,05	0,054	0,054	0,058	0,058
		от 7 и более	0,025	0,025	0,028	0,028	0,03	0,03	0,035	0,035	0,038	0,038	0,04	0,04
4	Жилые помещения с централизованным водоснабжением, водоотведением и горячим водоснабжением, оборудованные ваннами длиной 1500 - 1700 мм, раковинами и душем	от 1 до 3	0,041	0,041	0,045	0,045	0,049	0,049	0,057	0,057	0,062	0,062	0,066	0,066
		от 4 до 6	0,036	0,036	0,04	0,04	0,043	0,043	0,05	0,05	0,054	0,054	0,058	0,058
		от 7 и более	0,025	0,025	0,028	0,028	0,03	0,03	0,035	0,035	0,038	0,038	0,04	0,04
5	Жилые помещения в общежитиях с водопроводом и с общими душевыми	от 4 до 6	0,037	0,037	0,041	0,041	0,044	0,044	0,052	0,052	0,056	0,056	0,059	0,059
6	Жилые помещения в общежитиях с водопроводом и с общими кухнями и блоками душевых на этажах при жилых комнатах в каждой секции здания	от 6 и более	0,062	0,062	0,068	0,068	0,074	0,074	0,087	0,087	0,093	0,093	0,099	0,099

Таблица 5.7 – Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению в жилых и не жилых помещениях

Муниципальные районы, городские округа Томской области	Томский район, ЗАТО Северск		
Категория многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления в отопительный период (Гкал на 1 кв. м общей площади всех жилых и нежилых помещений в месяц)		
	Многоквартирные и жилые дома со стенами из:		
	камня, кирпича	панелей, блоков	дерева, смешанных и других материалов
Этажность	многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки		
1	0,0359	0,0356	0,0359
2	0,0359	0,0362	0,0359
3 - 4	0,0288		
5 - 9	0,0247		
10	0,0241		
11	-		
12	0,0238		
13	-		
14	0,0248		
15	-		
16 и более	0,0271		
Этажность	многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
1	0,0194		
2	0,0175		
3	0,0177		
4 - 5	0,0155		
6 - 7	0,0144		
8	0,0138		
9	0,0142		
10	0,0134		
11	0,0127		
12 и более	0,0134		

5.5 Сравнения величины договорной и фактической нагрузки на основании данных фактического отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ

Анализ фактического теплопотребления абонентов ТЭЦ выполнен на основе данных о суточной температуре теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах на выводах ТЭЦ и данных о суточном отпуске тепловой энергии в тепловые сети в отопительный период.

Широкий диапазон температур наружного воздуха в отопительный период в 2024 году позволяет построить зависимость отпуска тепловой энергии от температуры наружного воздуха. Полученные данные позволяют определить максимальный фактический отпуск при расчетной температуре в предположении отсутствия срезки температурного графика. Данная величина используется лля расчета фактической присоединенной нагрузки.

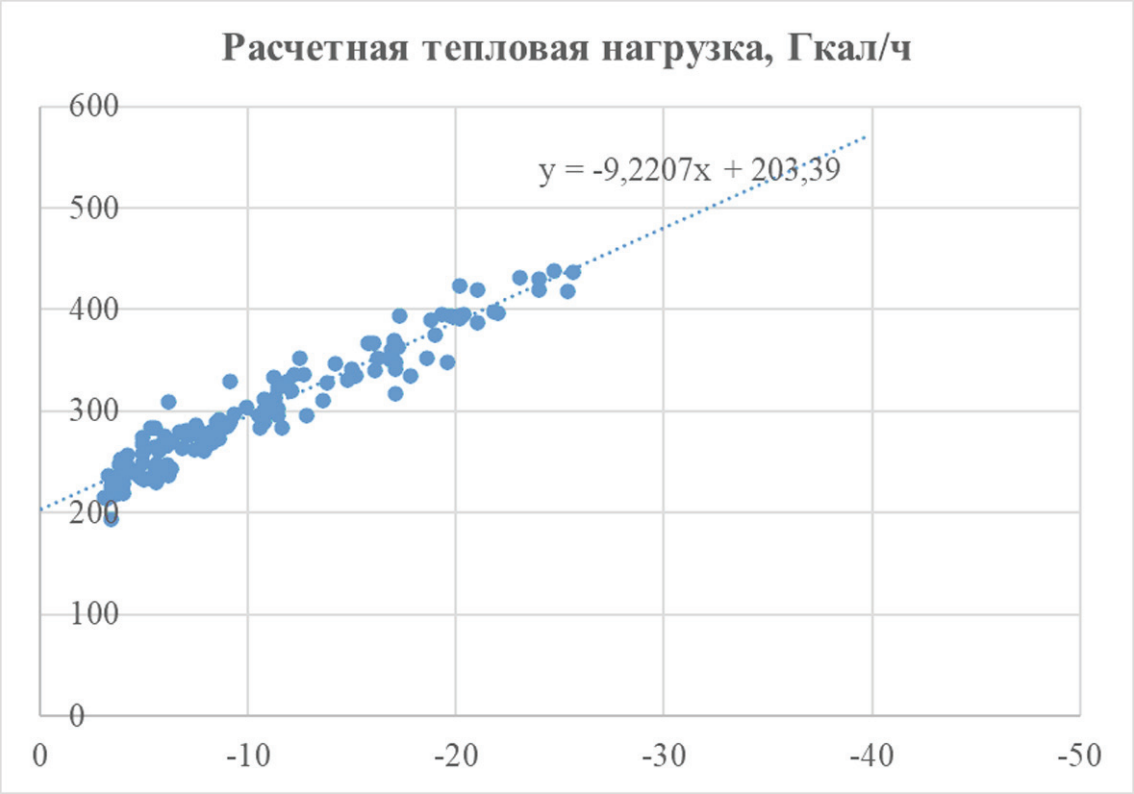


Рисунок 5.1 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторе ТЭЦ

Для пересчета данных нагрузке из диапазона регулирования на расчетную температуру для проектирования систем отопления были использованы положения:

отпуск тепловой энергии включает потери в тепловых сетях, потребление в системах отопления, ГВС и вентиляции;

потребление в системах отопления и вентиляции зависят от температуры наружного воздуха и может быть представлена линейной функцией, потребление в системах ГВС в течение отопительного периода принято неизменным;

фактические данные по отпуску тепловой энергии могут быть аппроскимированы линейной зависимостью $Q = b_0 + b_1 \times t_{н.в.}$, где b0 – сдвиг линейной функции относительно начала координат; b1 – наклон прямой; tн.в. – температура наружного воздуха, °С.

Результаты анализа приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Оценочные значения несоответствия фактических нагрузок нагрузкам по договорам теплоснабжения)

Параметр	Нагрузка по договорам, Гкал/час	Фактическая нагрузка в пересчете на расчетную Тн.в. (-39 ^{0}С), Гкал/час	Коэффициент отношения факт/ договор
Полезная нагрузка потребителей	1026,046	502,0364	0,489
Потери тепловой мощности на тепловых сетях (нормативные)	60,9609	60,9609	1,000
Всего подключенная нагрузка на коллекторах ТЭЦ	1087,0069	562,9973	0,518

Из таблицы 5.8 видно, что суммарная фактическая нагрузка на коллекторах ТЭЦ существенно ниже нагрузки, установленной в договорах теплоснабжения. В системах теплоснабжения на базе котельных фактическая тепловая нагрузка соответствует договорным значениям.

5.6 Описание изменений тепловых нагрузок и теплопотребления

Актуализированы значения присоединенных тепловых нагрузок, добавлены сведения о величине теплопотребления в базовый период.

ЧАСТЬ 6. БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

В данном разделе представлены балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику, резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии

Описание существующих балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки в системах теплоснабжения содержит сведения, указанные в пункте 38 Требований и представлены в виде таблиц в соответствии с п.п. 32-33 Методических указаний к Требованиям.

Суммарная установленная мощность источников тепловой энергии ЗАТО Северск составляет 1610,8 Гкал/ч. Сводные данные по балансу тепловых мощностей приведены в таблице 6.1.

В связи с наличием технических ограничений установленной тепловой мощности располагаемая мощность источников тепловой энергии составляет 1610,8 Гкал/ч.

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по ТЭЦ за период (2019-2023) гг. сформированы на основании данных по мощностям оборудования и при-соединенным нагрузкам и представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Баланс установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по ТЭЦ, Гкал/ч

Параметр	2020	2021	2022	2023	2024
Установленная тепловая мощность на конец периода, в том числе:	1713,8000	1720,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000
отборы паровых турбин	1021,0000	1028,0000	918,0000	918,0000	918,0000
РОУ	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000
ПВК	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Ограничения тепловой мощности	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Располагаемая тепловая мощность станции	1713,8000	1720,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	44,0000	44,0000	39,9950	39,9950	41,3662
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Потери в тепловых сетях в горячей воде	60,9700	60,9400	60,9400	60,9400	60,9400
Потери в паропроводах	13,5928	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380
Полезная договорная нагрузка в горячей воде (с учетом коллекторных потребителей)	951,5540	951,1010	950,8760	950,8760	950,8760
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	1012,5240	1012,0410	1011,8160	1011,8160	1011,8160
Полезная расчетная нагрузка	415,9123	415,7139	415,6215	498,8414	502,0364
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	476,8823	476,6539	476,5615	559,7814	562,9764
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	48,7530	48,7530	50,6200	75,1700	75,1700
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	48,7530	48,7530	50,6200	75,1700	75,1700
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	657,2760	664,7590	558,9890	558,9890	557,6178
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1192,9177	1200,1461	1094,2435	1011,0236	1006,4574
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1527,8000	1534,8000	1428,8050	1428,8050	1428,8050
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1504,8000	1511,8000	1405,8050	1405,8050	1405,8050

Таблица 6.2 – Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки ЦОК (п. Самусь), Гкал/ч

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800
- в паре	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800
- в горячей воде	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Ограничения тепловой мощности	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Располагаемая тепловая мощность	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800
Затраты тепла на собственные нужды	0,4300	0,4300	0,4500	0,4500	0,3135
Тепловая мощность нетто	24,8500	24,8500	24,8300	24,8300	24,9665
Потери в тепловых сетях	4,4200	3,6300	2,1473	2,0501	4,5985
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	24,8500	24,8500	24,8500	15,7060	15,6806
отопление и вентиляция	21,7655	21,7655	21,7655	13,7900	13,7271
горячее водоснабжение	3,0845	3,0845	3,0845	1,9160	1,9535
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-4,4200	-3,6300	-2,1673	7,0739	4,6874
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	15,6800	15,6800	15,6800	15,6800	15,6806
отопление и вентиляция	14,5600	14,5600	14,5600	14,5600	13,7271
горячее водоснабжение	1,1200	1,1200	1,1200	1,1200	1,9535
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	4,7500	5,5400	7,0027	7,0999	4,6874
Зона действия источника тепловой мощности, га	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982

Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	10,8100	10,8100	10,7900	10,7900	10,7900
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе самого мощного котла	10,8100	10,8100	10,7900	10,7900	10,7900

Таблица 6.3 – Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки п. Камышка, Гкал/ч

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700
- в паре	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
- в горячей воде	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700
Ограничения тепловой мощности	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Располагаемая тепловая мощность	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700
Затраты тепла на собственные нужды	0,0377	0,0377	0,0377	0,0377	0,0136
Тепловая мощность нетто	3,7323	3,7323	3,7323	3,7323	3,7564
Потери в тепловых сетях	0,0875	0,0875	0,0880	0,0880	0,1842
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	1,1620	1,1620	1,1405	1,1405	1,1696
отопление и вентиляция	1,1620	1,1620	1,1405	1,1405	1,1696
горячее водоснабжение	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	2,4828	2,4828	2,5038	2,5038	2,4025
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	1,1620	1,1620	1,1405	1,1405	1,1696
отопление и вентиляция	1,1620	1,1620	1,1405	1,1405	1,1696
горячее водоснабжение	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,4828	2,4828	2,5038	2,5038	2,4025
Зона действия источника тепловой мощности, га	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,5160	0,5160	0,5064	0,5064	0,5198
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	2,1323	2,1323	2,1323	2,1323	2,1342
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе самого мощного котла	2,1323	2,1323	2,1323	2,1323	2,1342

Таблица 6.4 – Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки п.Орловка

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540
- в паре	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
- в горячей воде	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540
Ограничения тепловой мощности	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Располагаемая тепловая мощность	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540
Затраты тепла на собственные нужды	0,0063	0,0063	0,0063	0,0063	0,0024
Тепловая мощность нетто	1,7477	1,7477	1,7477	1,7477	1,7516
Потери в тепловых сетях	0,0602	0,0602	0,0602	0,0602	0,1235
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673
отопление и вентиляция	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554
горячее водоснабжение	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,0202	1,0202	1,0202	1,0202	0,9609
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673
отопление и вентиляция	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554
горячее водоснабжение	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,0202	1,0202	1,0202	1,0202	0,9609
Зона действия источника тепловой мощности, га	9,4030	9,4030	9,4030	9,4030	9,4030
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	0,8677	0,8677	0,8677	0,8677	0,8277
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе самого мощного котла	0,8677	0,8677	0,8677	0,8677	0,8277

6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

В целом, по системе теплоснабжения ЗАТО Северск дефицит тепловой мощности не наблюдается.

Однако следует отметить, что для ТЭЦ наблюдается дефицит тепловой мощности нетто по турбоагрегатам по отношению к договорной нагрузке внешних потребителей, что приводит к использованию редуцированного пара при низких температурах наружного воздуха и снижению годовых показателей тепловой экономичности станции.

6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю

Для сопоставления фактических и нормативных режимов отпуска тепловой энергии при фиксированном расходе теплоносителя при ка-чественном регулировании отпуска тепловой энергии сопоставлены среднемесячные разности фактических Δ(t1-t2)ф и нормативных Δ(t1-t2)н температур теплоносителя на коллекторах БУ-1. В соответствии с уравнением теплового баланса отпуска тепловой энергии от коллекторов БУ-1 при фиксированном расходе теплоносителя в системе, следует:

- если диапазон разности фактических среднемесячных температур теплоносителя окажется выше диапазона температур теплоносителя в нормативном режиме Δ(t1-t2)ф > Δ(t1-t2)н, то возникает режим перегрева «перетопа» в системах отопления;
- в обратном случае при Δ(t1-t2)ф < Δ(t1-t2)н происходит режим недогрева «недотопа» потребителей.

Таблица 6.5 – Оценка влияния на режимы теплоснабжения отклонения фактических температур теплоносителя от нормативных значений на коллекторах БУ-1 за 2024 год

Месяц	Среднемесячные температуры наружного воздуха, град. С	Фактические и нормативные среднемесячные температуры сетевой воды, град. С				Отклонения от нормативных значений, град. С	
		подающая	обратная	подающая	обратная	подающая	обратная
		t1ф	t2ф	t1н	t2н	dt1(ф-н)	dt2(ф-н)
Январь	-15,0	94,1	51,8	94,0	52,0	0,1	-0,2
Февраль	-14,8	91,8	50,9	93,8	51,8	-2,0	-0,9
Март	-4,6	74,4	44,4	74,2	43,6	0,2	0,8
Апрель	2,2	70,2	44,7	70,0	44,0	0,2	0,7
Сентябрь	7,6	70,0	46,6	70,0	47,0	0,0	-0,4
Октябрь	2,9	70,0	44,5	70,0	44,0	0,0	0,5
Ноябрь	-5,2	76,1	44,8	75,4	44,2	0,7	0,6
Декабрь	-10,4	84,5	47,9	85,8	48,4	-1,3	-0,5

Из приведенных данных видно, что фактически за рассматриваемый период температурный график выдерживался.

В г. Северск существует утвержденная режимная карта теплоснабжения города от БУ-1, характеризующая параметры гидравлических и температурных режимов работы тепловых сетей от теплового источника.

Состав режимной карты

3.1	Схема принципиальная БУ № 1	Приложение № 1
3.2	Схема принципиальная ПНС-2, ПНС-3	Приложение № 2
3.3	Схема принципиальная УТ – 2а	Приложение № 3
3.4	Принципиальная схема тепловых сетей города	Приложение № 4
3.5	Таблица контрольных параметров	Приложение № 5
3.6	Температурный график БУ № 1 ТЭЦ	Приложение № 6
3.7	Таблица поправок на температуру подающей воды	Приложение № 7
3.8	Перечень контрольных точек замера параметров сетевой воды	Приложение № 8
3.9	Действия персонала ТЭЦ и ОАО ТС в г. Северске по обеспечению заданных режимов работы системы теплоснабжения	Приложение № 9
3.10	Режим работы аккумуляторных баков ОАО ТС	Приложение № 10
3.11	Рекомендуемые действия персонала ТЭЦ и ОАО ТС в г. Северске при изменениях режима и аварийных ситуациях под руководством дежурного инженера ОАО ТС.	Приложение № 11

Для повышения пропускной способности подающих и обратных магистралей в схему тепловых сетей включена подкачивающая насосная станция (ПНС-3) в режимах №1, №2. ПНС-2 находится в резерве.

Для стабилизации гидравлического режима городских тепломагистралей и равномерной работы ХВО ТЭЦ в периоды максимального во-доразбора на ГВС в схему теплоснабжения включен аккумуляторный бак.

В аварийных случаях режимы работы БУ №1, ПНС-3 задает дежурный инженер АДС ОАО ТС по согласованию с главным инженером ОАО ТС.

Характеристики основных гидравлических и тепловых режимов отпуска тепловой энергии принятые в режимной карте города:

Режим № 1 - основной режим отопительного сезона при стабильно отрицательных среднесуточных температурах наружного воздуха.

Характеризуется автоматическим отбором сетевой воды из подающего и обратного трубопроводов (терморегуляторы включены в работу).

Отпуск тепла осуществляется от БУ-1 ТЭЦ. В работе ПНС-3.

Режим № 2 - дополнительный режим отопительного сезона в периоды знакопеременных суточных температур с преобладанием отрицательных температур наружного воздуха.

Характеризуется уменьшенным расходом сетевой воды на БУ № 1 ТЭЦ. В работе оборудование по режиму № 1.

Режим № 3 - дополнительный режим отопительного сезона в периоды знакопеременных суточных температур с преобладанием положительных температур наружного воздуха.

Характеризуется снижением расхода сетевой воды на БУ № 1 ТЭЦ. ПНС-3 остановлена.

Режим № 4 – в межотопительный период.

Поддержание циркуляционного режима для обеспечения потребителей теплоносителем на нужды ГВС.

Статический режим - статическое давление 5,5 ати поддерживается ТЭЦ.

Во всех режимах работы подпитка тепловых сетей осуществляется от ТЭЦ и аккумуляторного бака ОАО ТС.

Оценка обеспеченности потребителей расчетным количеством теплоносителя и тепловой энергии проводится на основе гидравлических расчетов тепловых сетей. Целью расчетов является проверка пропускной способности магистральных и распределительных сетей при существующих подключенных тепловых нагрузках и принятых эксплуатационных режимов работы источников (температурные графики, напоры на коллекторах котельных).

В рамках данной работы гидравлические расчеты произведены в программном модуле ZuluThermo в составе «Электронной модели системы теплоснабжения ЗАТО Северск, по основным источникам теплоснабжения. В результате расчетов были определены гидравлические режимы работы тепловых сетей и сформированы результирующие таблицы расчетов, содержащие оценку основных параметров работы тепловых сетей - располагаемого напора, удельных потерь, скорости движения теплоносителя от источника к потребителю. Для анализа проведенных расчетов гидравлических режимов сетей сформированы пьезометрические графики от каждого источника выработки тепловой энергии до наиболее удаленных потребителей.

Анализ результатов гидравлических расчетов и пьезометрические графики представлены в Главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

Параметры теплоносителя и рекомендации по соблюдению тепловых и гидравлических режимов отпуска тепловой энергии приведены в Приложениях 1-5, 8-11 к режимной карте.

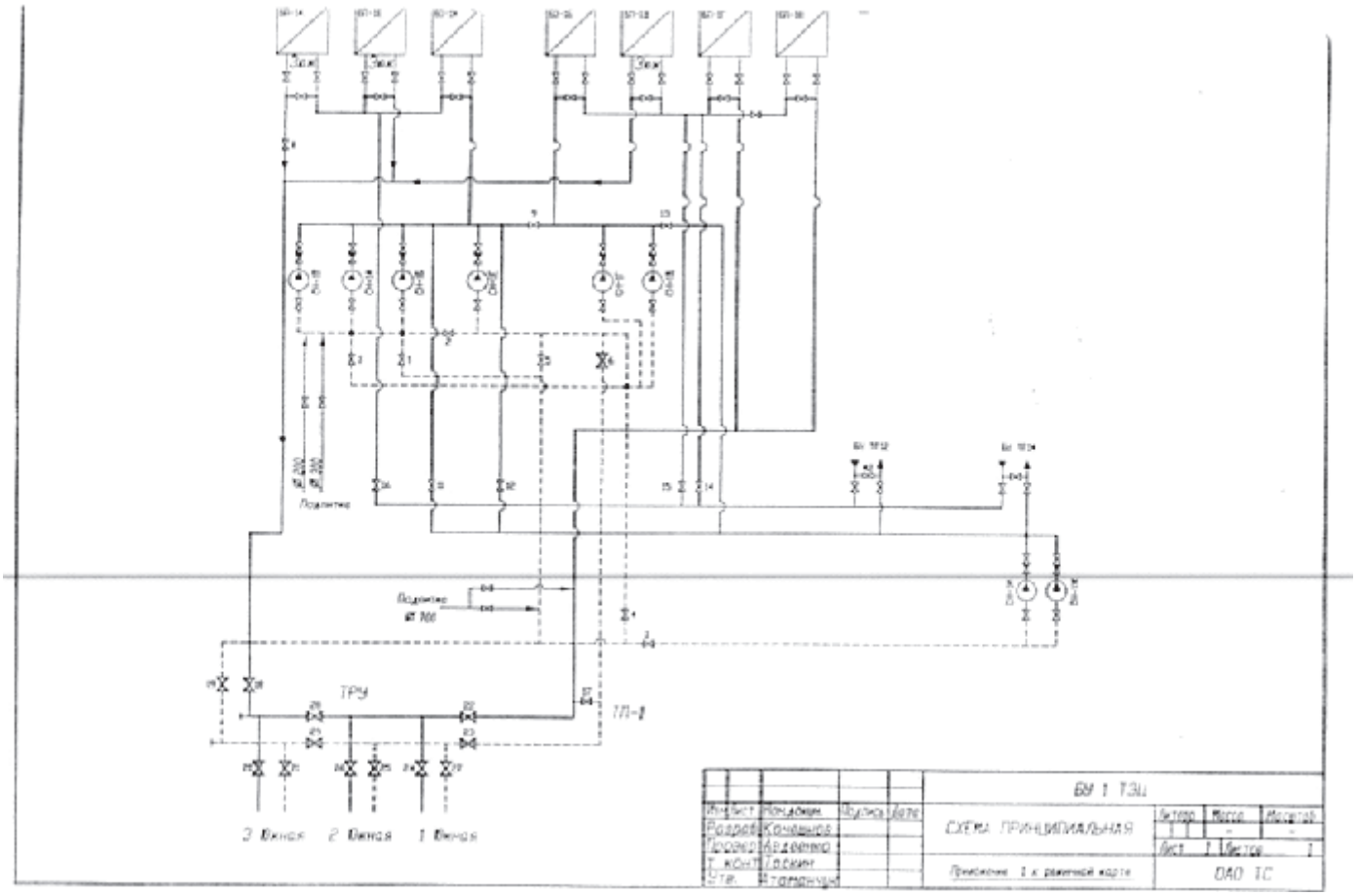


Рисунок 6.1 – Схема принципиальная БУ-1 ТЭЦ (Приложение №1 к РК БУ №1)

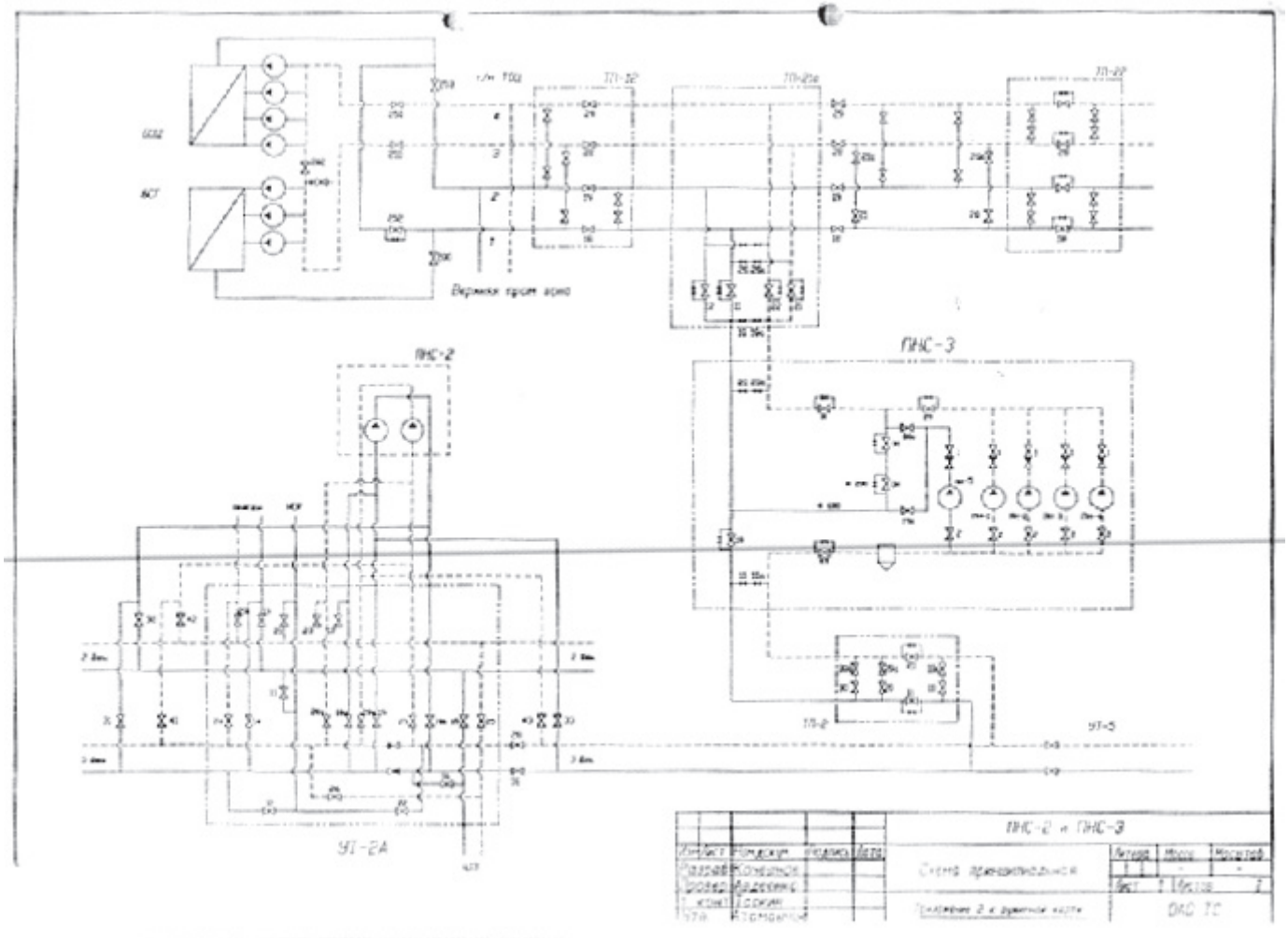


Рисунок 6.2 – Схема принципиальная ПНС-2, ПНС-3 (Приложение №2 к РК БУ №1)

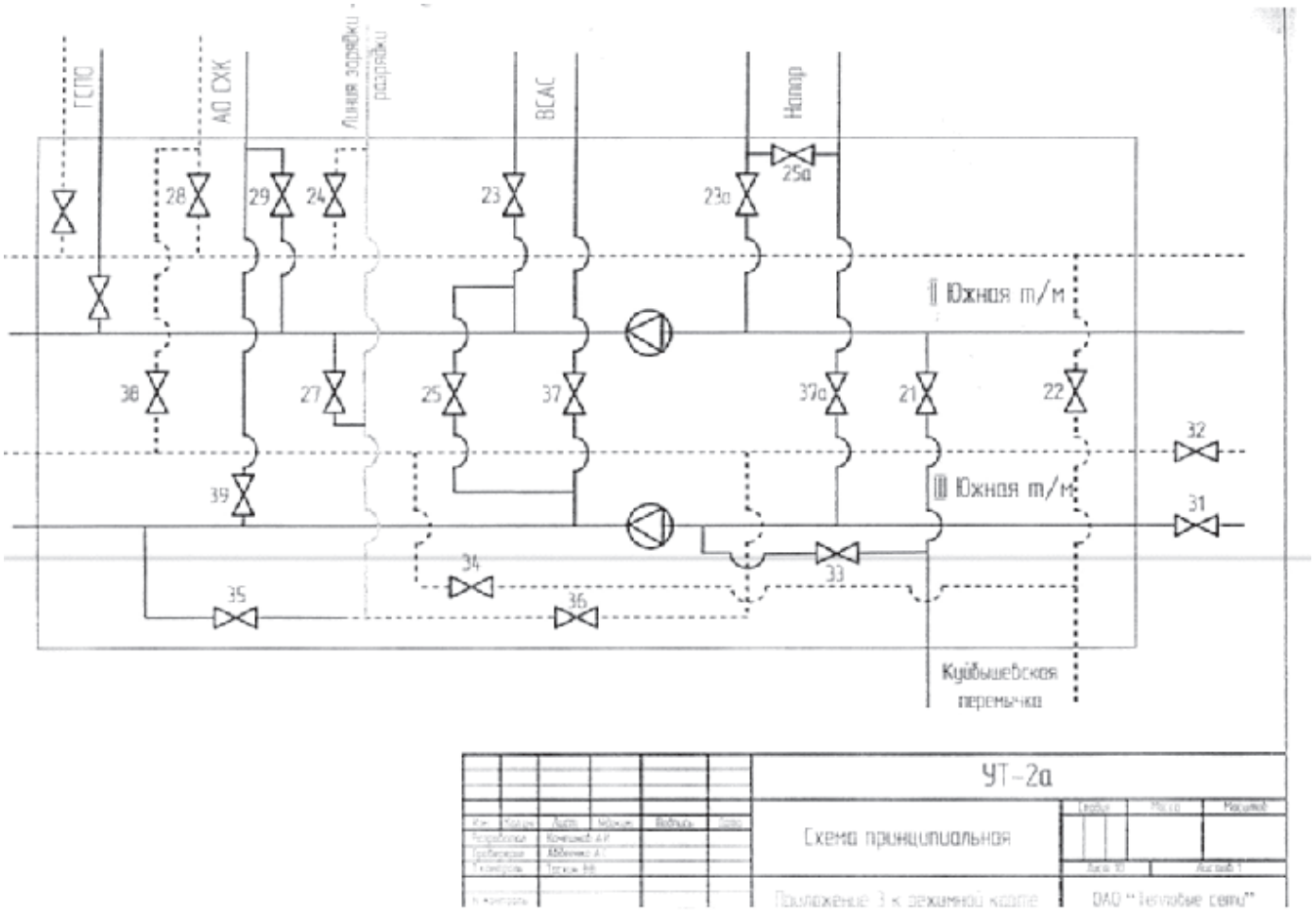


Рисунок 6.3 – Схема принципиальная УТ-2а (Приложение №3 к РК БУ №1)

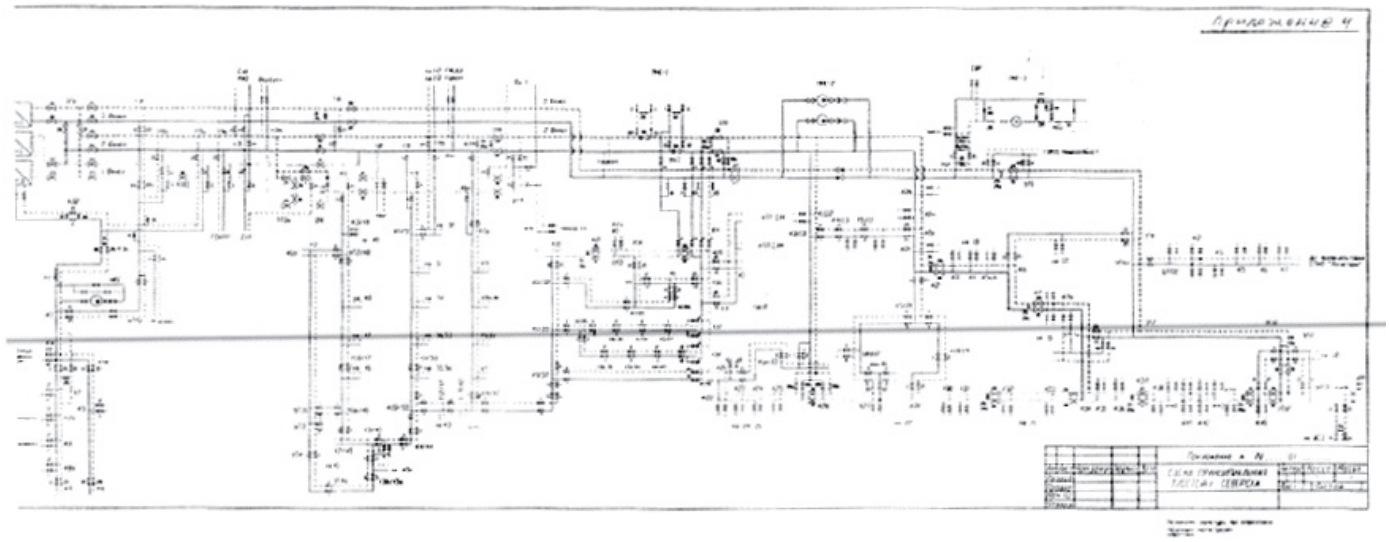


Рисунок 6.4 – Схема принципиальная УТ-2а (Приложение №4 к РК БУ №1)

Таблица 6.6 – Таблица контрольных параметров режимов теплоснабжения (Приложение №5 к РК БУ №1)

№ п/п	Наименование параметров	Размерность	Номера режимов				
			1	2	3	4	5
1	Суммарный максимальный расход теплоносителя	т/час	6000÷7000	6000÷6500	5500÷6500	4500÷5000	1400÷2200
БУ № 1 ТЭЦ (ТРУ) филиала АО «РИР» в г. Северске							
2	Давление сетевой воды в подающем трубопроводе	ати	9,0	8,5	8,0	7,0	6,0
3	Давление сетевой воды в обратном трубопроводе	ати	2,5	2,0	2,0	3.0	5,0
4	В т.ч. среднечасовой расход подпиточной воды	т/час	200÷800	200÷800	200÷800	200÷800	130÷800
5	Максимальный расход подпиточной воды (с учетом баков ОАО ТС)	т/час	3200	3200	3200	3200	3200
ПНС-3							
9	Давление сетевой воды на всасе насосов	ати	0	0	0	0	0
10	Давление сетевой воды на напоре насосов	ати	0	0	0	0	0
11	Расход сетевой воды через насосы	т/час	0	0	0	0	0

Таблица 6.7 – Таблица контрольных точек замера параметров сетевой воды (Приложение №8 к РК БУ №1)

Таблица контрольных точек замера параметров сетевой воды

Точка замера	Измеряемый параметр			Точка замера	Измеряемый параметр		
	P	T	G		P	T	G
т.6 I- южн.	v	v		1/35	v	v	
т.6 II- южн.	v	v		16М	v	v	
т.6 III- южн.	v	v		19М	v	v	
60/К1м	v	v		21М	v	v	
62/ТП4	v	v		26М	v	v	
7/29	v	v		27М	v	v	
7/32	v	v		29М	v	v	
1/42	v	v		32М	v	v	
4/42	v	v		37М	v	v	
9/42	v	v		45М	v	v	
9/46	v	v		49М	v	v	
4/44	v	v		УТ-7а	v	v	
12/44	v	v		ЦТП-12кв	v	v	v
10/43	v	v		УТ-5	v	v	v
5/43	v	v		ТП-3 II-южн.	v	v	
23/55	v	v		ТП-3 III-южн.	v	v	
11/55	v	v		УТ-2а II-южн.	v	v	
ТП-1И	v	v		УТ-2а III-южн.	v	v	
ТП-1'И	v	v		ПНС-2	v	v	
ТП-2И	v	v		ПНС-3	v	v	
ТП-3И	v	v		2М	v	v	
ТП-4И	v	v		3М	v	v	
ТП-5И	v	v		7М	v	v	
ТП-6И	v	v		5/22	v	v	
ТП-7И	v	v	v	17/18	v	v	
ул. Чайковского 17	v	v		12/9	v	v	
ЦТП- ул. Славского	v	v	v	9/15	v	v	

Действия персонала ТЭЦ и ОАО ТС по обеспечению заданных режимов работы системы теплоснабжения приведены ниже:

1. Дежурный персонал ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северске.

Дежурный персонал ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северске обеспечивает строгое выдерживание параметров теплоносителя на выводах БУ № 1, задаваемых дежурным инженером АДС ОАО ТС.

Примечание: расход сетевой воды с БУ № 1 ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северске является величиной переменной, зависящей от величины горячего водоразбора городскими потребителями.

2. Дежурный инженер ОАО ТС.

2.1. Задает температурный режим работы БУ № 1 - начальнику смены станции на ТЭЦ в 0^{00} часов по среднесуточной температуре наружного воздуха и в 12^{00} часов корректирует режим по текущей температуре наружного воздуха. В случае резких колебаний температуры наружного воздуха (штормовые ситуации и т.д.) дежурный инженер АДС ОАО ТС по согласованию с начальником смены ТЭЦ производит корректировку режима в соответствии с текущей температурой наружного воздуха при сложившейся ситуации.

2.2. Обеспечивает контроль за выдерживанием температурных графиков в соответствии с заданным режимом работы.

2.3. Корректирует отпуск тепла с ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северске, руководствуясь изменением тепловых нагрузок.

2.4. Задает гидравлический режим давления в подающем и обратном трубопроводах по предварительному распоряжению главного инженера ОАО ТС и согласованию с начальником смены станции (далее НСС) ТЭЦ филиала АО «РИР» согласно режимной карте, утвержденной в установленном порядке.

2.5. Производит постоянный контроль по параметрам в контрольных точках города (см. приложение № 8) и анализ теплоснабжения в целом.

2.6. По распоряжению начальника участка по эксплуатации тепловых сетей руководит корректировкой отпуска тепла (при смене гидравлических режимов).

2.7. Принимает и своевременно реализует заявки НСС ТЭЦ филиала АО «РИР» при:

- необходимости изменения режима работы тепломагистралей и ПНС в случаях локализации аварий на БУ № 1 или тепловыводах ТЭЦ филиала АО «РИР».
- зарядке- разрядке бака аккумулятора на ПНС-2.

Режимы работы аккумуляторного бака приведены ниже:

1. Аккумуляторный бак с рабочей емкостью 3600 $м^3$ необходим для увеличения оперативной емкости воды в системе подпитки теплоснабжения города.

2. Разрядка аккумуляторного бака производится по распоряжению начальника смены ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северске дежурному инженеру ОАО ТС.

3. Заполнение аккумуляторного бака производится преимущественно в ночное время (до 06 часов) с расходом, обеспечивающим подъем уровня воды до 9 м.

Примечание: Включение подпиточных насосов на станции разрядки производится по заявке начальника смены ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северске через дежурного инженера ОАО ТС.

4. Разрядка аккумуляторного бака ОАО ТС допускается до 2,0 м.

5. При включении аварийной подпитки на ТЭЦ АО «РИР» начальник смены ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северске сообщает дежурному инженеру ОАО ТС о начале и окончании аварийной подпитки.

Рекомендуемые действия персонала ТЭЦ и ОАО ТС в г. Северске при нештатных ситуациях приведены ниже

1. Оперативное взаимодействие при ликвидации нештатных ситуаций возлагается:

- на трубопроводах тепловых сетей ОАО ТС - на инженера АДС ОАО ТС;
- на оборудовании ТЭЦ АО «РИР»- на НСС ТЭЦ АО «РИР»;

2.При ликвидации нештатных ситуаций (дефектов) на трубопроводах тепловых сетей и теплофикационном оборудовании ОАО ТС.

2.1. При возникновении нештатной ситуации (возникновение дефекта) на трубопроводах тепловых сетей и оборудовании ОАО ТС или у иных потребителей, которая может повлечь нарушение режимов теплоснабжения сети (большие потери теплоносителя, потеря давления в трубопроводах, образование промоин, затопление каналов теплотрасс, подвалов и т.п.), инженер АДС ОАО ТС незамедлительно сообщает диспетчеру филиала АО «РИР».

2.2. После осмотра места возникновения нештатной ситуации и оценки характера повреждения инженер АДС ОАО ТС сообщает диспетчеру филиала АО «РИР» и НСС ТЭЦ филиала АО «РИР» о мерах, предпринятых персоналом ОАО ТС, и о необходимых переключениях на тепловых энергоустановках потребителей. Инженер АДС ОАО ТС указывает адрес объекта (здания, помещения), а также мероприятия, необходимые для выполнения на тепловых энергоустановках потребителей, предотвращающие негативное влияние на систему теплоснабжения города.

2.3. После оповещения и проведения переключений на тепловых энергоустановках потребителя диспетчер филиала АО «РИР» или НСС ТЭЦ филиала АО «РИР» (согл. п.5.5 Соглашения об управлении системой теплоснабжения) сообщает инженеру АДС ОАО ТС о готовности к отключению поврежденного участка теплосети.

2.4. После получения подтверждения от диспетчера филиала АО «РИР», НСС ТЭЦ филиала АО «РИР» о готовности потребителей к отключению оперативный персонал АДС ОАО ТС должен в кратчайшие сроки отключить повреждённый участок, обезводить его, после этого незамедлительно приступить к устранению дефекта.

2.5. После устранения дефекта на трубопроводах тепловых сетей ОАО ТС инженер АДС ОАО ТС сообщает диспетчеру филиала АО «РИР» или НСС ТЭЦ филиала АО «РИР» (согл. п.5.5 Соглашения об управлении системой теплоснабжения) о готовности к запуску трубопроводов тепловых сетей. После получения подтверждения производится запуск трубопровода в работу.

2.6. После запуска трубопроводов тепловых сетей инженер АДС ОАО ТС сообщает диспетчеру филиала АО «РИР» или НСС ТЭЦ филиала АО «РИР» (согл. п.5.5 Соглашения об управлении системой теплоснабжения) о готовности к запуску тепловых энергоустановок потребителей.

2.7. Диспетчер филиала АО «РИР» или НСС ТЭЦ филиала АО «РИР» (согл. п.5.5 Соглашения об управлении системой теплоснабжения), получив подтверждение о запуске энергоустановок потребителей, сообщает инженеру АДС ОАО ТС о пуске энергоустановок потребителей.

2.8. В случаях, не терпящих отлагательств (связанных с опасностью для жизни людей и/или с большими повреждениями оборудования), инженер АДС ОАО ТС НЕМЕДЛЕННО принимает меры по ликвидации нештатной ситуации (локализации и устранению дефекта трубопровода тепловой сети) с последующим уведомлением диспетчера филиала АО «РИР» и НСС ТЭЦ филиала АО «РИР» о случившемся и о принятых мерах.

2.9. При резких отклонениях подпитки БУ№ 1 от суточного графика водопотребления диспетчер филиала АО «РИР», НСС ТЭЦ филиала АО «РИР» совместно с инженером АДС ОАО ТС организует выяснение причин повышенного расхода сетевой воды.

3. При ликвидации нештатных ситуаций на оборудовании ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северск.

3.1. При возникновении нештатной ситуации на оборудовании ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северск, которая может повлечь нарушение режимов теплоснабжения потребителей, диспетчер филиала АО «РИР», НСС ТЭЦ филиала АО «РИР» незамедлительно сообщает инженеру АДС ОАО ТС.

3.2. После осмотра места возникновения нештатной ситуации (дефекта) и оценки характера повреждения, диспетчер филиала АО «РИР» или НСС ТЭЦ филиала АО «РИР» (согл. п.5.5 Соглашения об управлении системой теплоснабжения) сообщает инженеру АДС ОАО ТС о дальнейшем режиме работы оборудования.

3.3. Вывод основного оборудования ТЭЦ филиала АО «РИР» из работы в ремонт независимо от утверждённого графика должен быть оформлен оперативной заявкой, которая утверждается главным инженером ТЭЦ и сообщается по телефону инженеру АДС ОАО ТС от НСС ТЭЦ филиала АО «РИР» накануне дня производства работ до 12:00 часов. Далее инженер АДС ОАО ТС согласовывает оперативную заявку с главным инженером ОАО ТС. Инженер АДС ОАО ТС получает разрешение от главного инженера ОАО ТС на вывод оборудования из работы в ремонт, накануне дня до 16:00 часов и телефонирует НСС ТЭЦ филиала АО «РИР».

3.4. В исключительных случаях оперативные заявки на внеплановые работы и аварийные ремонты могут передаваться НСС ТЭЦ филиала АО «РИР» с информированием главного инженера филиала АО «РИР» в г. Северске в любое время суток непосредственно дежурному инженеру АДС ОАО ТС.

6.4 Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения
Дефицит тепловой мощности на источниках тепловой энергии ЗАТО Северск отсутствует.

6.5 Описание изменений в балансах тепловой мощности и нагрузки
Изменение тепловых балансов обусловлено корректировкой тепловых потерь и актуализацией значений тепловой нагрузки.

ЧАСТЬ 7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Балансы теплоносителя разработаны на основании: утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть с учетом нормативных технологических потерь теплоносителя, потерь сетевой воды с нормативной утечкой и затрат теплоносителя на нужды источников утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения с учетом нормативных технологических потерь теплоносителя, потерь сетевой воды с нормативной утечкой и затрат теплоносителя на нужды источников.
Фактическая подпитка тепловой сети принята по данным приборов учета тепловой энергии, установленных на каждом из выводов тепловой мощности от источника тепловой энергии.
Теплоносителем в системе теплоснабжения г. Северск является вода необходимого качества с нормируемыми технико-экономическими показателями. Теплоноситель предназначен для передачи теплоты и для обеспечения горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.
Подпиткой тепловой сети восполняются объемы на нужды горячего водоснабжения потребителей, а также для восполнения утечек теплоносителя.

7.1 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

Баланс теплоносителей водяной системы теплоснабжения – распределяет расход теплоносителя (сетевой воды), отпущенной источником тепла с учетом технологических потерь, потерь при транспортировании до границ эксплуатационной ответственности и расхода теплоносителя у конечного потребителя в открытых системах теплоснабжения.

Нормативные потери и технологические затраты теплоносителя определяются в соответствии с Приказом министерство энергетики РФ № 325 «Расчет и обоснование нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

В г. Северск система теплоснабжения открытого типа. В открытых системах теплоснабжения водоподготовительные установки источников тепловой энергии должны обеспечивать как потери теплоносителя в тепловых сетях, так и расход теплоносителя для нужд централизованного горячего водоснабжения потребителей.

7.1.1 Зоны действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

Годовые и часовые расходы теплоносителя на подпитку системы теплоснабжения от ТЭЦ ОТЭК за ретроспективный период 2019-2023 гг. приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Фактическая среднечасовая подпитка тепловых сетей ТЭЦ АО «РИР» в ретроспективном периоде

Параметр	Единицы измерения	2020	2021	2022	2023	2024
Располагаемая производительность ВПУ, в т.ч.	т/ч	1800	1800	1800	1800	1800
Срок службы ВПУ	лет	34	35	36	37	38
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2
Емкость баков-аккумуляторов	м3	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	175,955	139,442	136,698	146,532	111,051
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	175,955	139,442	136,698	146,532	111,051
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	104,939	104,981	104,683	107,117	106,807
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	71,016	34,461	32,016	39,415	4,244
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,00	0,00	0,00	709,805	709,805
Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	т/ч	1624,05	1660,56	1663,30	1653,47	1688,95
Доля резерва	%	90,22%	92,25%	92,41%	91,86%	93,83%

Согласно представленным данным (таблица 7.1), аварийная подпитка тепловой сети в ретроспективном периоде не производилась.

На рисунке 7.1 представлен фактический баланс производительности ВПУ и подпитки тепловой сети АО «РИР».



Рисунок 7.1 – Фактическая подпитки тепловой сети АО «РИР»

На рисунке 7.1 видно, что с 2020 по 2024 год существенно снижаются сверхнормативные потери теплоносителя, что, в свою очередь, связано с сокращением числа аварий на тепловых сетях.

Согласно данным, отраженным в таблице 7.1, источники с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии г. Северска обладают значительным резервом производительности водоподготовительных установок.

7.1.2 Зоны действия котельных г. Северска

Баланс теплоносителя на котельных представлены в таблице 7.2

Таблица 7.2 – Балансы теплоносителя на котельных в городе Северск

Источник теплоснабжения	Параметр	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
ЦОК п. Самусь	Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000
	Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	0	0	0	0	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.м^3	0	0	0	0	0
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,785	1,785	1,785	1,785	1,874
	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,785	1,785	1,785	1,785	1,874
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,785	1,785	1,785	1,785	1,874
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	9,477
	Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	т/ч	23,215	23,215	23,215	23,215	23,126
	Доля резерва	%	92,86%	92,86%	92,86%	92,86%	92,50%
Котельная ул. Камышка	Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
	Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	1	1	1	1	1
	Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.м^3	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,065	0,065	0,065	0,065	0,059
	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,065	0,065	0,065	0,065	0,059
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,065	0,065	0,065	0,065	0,059
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,263
	Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	т/ч	2,935	2,935	2,935	2,935	2,941
	Доля резерва	%	97,84%	97,84%	97,84%	97,84%	98,03%
Котельная п. Орловка	Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800
	Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	0	0	0	0	0
	Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.м^3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	1,484
	Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	т/ч	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709
	Доля резерва	%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%

Из таблицы 7.2 следует, что на всех котельных в городе Северск присутствует резерв производительности ВПУ. Аварийная подпитка в ретроспективном периоде не осуществлялась.

7.2 Описание годовых расходов теплоносителя на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии

В таблицах 7.3 – 7.4 представлены годовые расходы теплоносителя на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зонах действия источников теплоснабжения г. Северска.

Таблица 7.3 – Годовой расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия источников комбинированной выработки ТЭС АО «РИР» в 2020 – 2024 гг., тыс. м^3

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
ИТОГО подпитка, в том числе:	тыс. м^3	1 486,47	1 174,66	1 154,83	1209,77	919,50
В том числе нормативные утечки теплоносителя в сетях (ТС)	тыс. м^3	886,52	884,36	884,36	884,36	884,36
Сверхнормативный расход воды	тыс. м^3	599,94	290,30	270,47	325,41	35,14
Расход воды на ГВС (открытая схема)	тыс. м^3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 7.4 – Годовой расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия котельных в 2020–2024 гг., тыс.м^3

Источник теплоснабжения	Параметр	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
ЦОК п. Самусь	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м^3	10,0253	10,0253	10,0253	10,0253	10,0253
	- нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м^3	10,0253	10,0253	10,0253	10,0253	10,0253
	- сверхнормативный расход воды	тыс. м^3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Расход воды на ГВС	тыс. м^3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Котельная ул. Камышка	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м^3	0,3637	0,3637	0,3637	0,3637	0,3637
	- нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м^3	0,3637	0,3637	0,3637	0,3637	0,3637
	- сверхнормативный расход воды	тыс. м^3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Расход воды на ГВС	тыс. м^3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Котельная п. Орловка	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс. м^3	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108
	- нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м^3	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108
	- сверхнормативный расход воды	тыс. м^3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Расход воды на ГВС	тыс. м^3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

7.3 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Согласно представленным исходным данным в ретроспективном периоде аварийная подпитка в системах теплоснабжения города не производилась.

7.4 Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В ходе актуализации Схемы теплоснабжения в части водоподготовительных установок произошли следующие изменения:

- балансы водоподготовительных установок скорректированы с учётом фактических данных по источникам комбинированной выработки тепла и электроэнергии АО «РИР» и котельных;
- актуализированы показатели затрат и потерь теплоносителя по всем системам теплоснабжения ЗАТО Северск.

ЧАСТЬ 8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ

8.1 Описание видов и количества, используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

8.1.1 Источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северск использует в качестве основного топлива каменный уголь. Резервным (аварийным) топливом является природный газ. Растопочное топливо – мазут марки М-100. Система резервного топливообеспечения находится в исправном состоянии. Потребление топлива ТЭЦ филиала АО «РИР» представлено в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Общий баланс топлива

Баланс топлива за год		Единица измерения	Остаток топлива на начало года	Приход топлива за год	Израсходовано топлива за год			Остаток топлива
					Всего	в т.ч. на отпуск электрической и тепловой энергии		
						натур.	услов.	
2021	**уголь**	т	141 709,8	546 025,4	628 434,0	628 434,0	529 700,9	59 301,2
	мазут	т	1 085,2	9 047,2	7 722,0	7 722,0	10 810,7	2 410,4
	газ	тыс. м^3	0,0	201 481,7	201 481,7	201 481,7	240 362,5	0,0
2022	**уголь**	т	59 301,2	195 257,6	158 328,0	158 328,0	133 753,5	96 230,7
	мазут	т	2 410,4	816,7	1 206,7	1 206,7	1 689,4	2 020,4
	газ	тыс. м^3	0,0	530 205,6	530 205,6	530 205,6	630 656,7	0,0
2023	**уголь**	т	96 230,74	121 864,65	109 363,00	109 363,00	91 987,31	108 732,39
	мазут	т	2 020,5	189,7	844,7	844,7	1 182,61	1 365,45
	газ	тыс. м^3	0,0	565 204,5	565 204,45	565 204,5	669 873,72	0,0
2024	**уголь**	т	108 732,4	270 856,1	279 761,0	279 761,0	231 035,3	99 827,4
	мазут	т	1 365,4	3 941,0	3 066,0	3 066,0	4 292,4	2 240,4
	газ	тыс. м^3	0,0	452 829,8	452 829,8	452 829,8	535 184,7	0,0

В 2024 году потребление топлива на котельных ЗАТО Северск составило около 770,5 тыс. т.у.т., газа – 535,2 тыс. т.у.т., или 69,5 %, уголь – 231,0 тыс. т.у.т., или 30,0 %, мазут – 4,3 тыс. т.у.т., или 0,6 %.

8.1.2 Котельные

Структура топливопотребления котельными ЗАТО Северск по видам потребляемого основного топлива:

- ЦОК п. Самусь (МКП «СВК») – природный газ (за 2024 г. плановый расход природного газа на производство тепла составил 6,39 млн. м^3);
- Котельная по ул. Камышка п. Самусь (МКП «СВК») – каменный уголь (на 2024 г. плановый расход каменного угля на производство тепла составил 0,63 тыс.т.);
- Котельная п. Орловка (ООО «Уют Орловка») – природный газ (проектное топливо), фактически используется дизельное топливо (за 2023 г. фактический расход дизельного топлива на производство тепла составил 0,23 тыс.т.).

Потребление топлива котельными ЗАТО Северск представлено в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Расход топлива на производство тепловой энергии на 2023 г. котельными ЗАТО Северск

Наименование организации	Природный газ, тыс. м^3	Уголь, т	Дизельное топливо, т
МКП «СВК»	6390,44	—	—
МКП «СВК», ул. Камышка	—	630,10	—
ООО «Уют Орловка» п. Орловка	—	—	229,57

8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Поставка топлива на электростанцию ведется по договорам поставки. Объемы запасов твердого топлива выдерживаются в соответствии с порядком создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива.

На ТЭЦ основным топливом является каменный уголь, а также для энергетических котлов используется газ с теплотворной способностью Qнр = (8320 – 8370) ккал/нм^3. Резервное топливо не требуется, так как в качестве растопочного (вспомогательного) топлива использоваться мазут.

Нормативные и фактические запасы топлива на тепловых электростанциях и котельных в ретроспективном периоде указываются на основании данных пояснительных записок, разработанных теплоснабжающими организациями в соответствии с приказом N 340 и приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 10 июля 2012 г. N 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения" (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 28 ноября 2012 г., регистрационный N 25956), с изменениями, внесенными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 22 августа 2013 г. N 469 "Об утверждении порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон" (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 16 апреля 2014 г., регистрационный N 31993).

В соответствии с приказом Министерства энергетики № N 469 владельцы тепловых электростанций, которые используют в качестве основного вида топлива уголь и (или) торф, создают общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), который состоит из неснижаемого нормативного запаса топлива (ННЗТ) и нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ), а также нормативного запаса вспомогательного топлива.

В расчете ННЗТ учитывается необходимость бесперебойного энергоснабжения потребителей электрической энергии, ограничение режима потребления электрической энергии которых ниже уровня аварийной брони не допускается в соответствии с Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. N 442 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, N 23, ст. 3008; 2013, N1, ст.45, ст.68; N 5, ст. 407); объектов систем теплоснабжения (тепловых пунктов, насосных станций, собственных нужд источников тепловой энергии) в отопительный период.

Владельцы тепловых электростанций, которые используют в качестве основного вида топлива уголь, мазут, торф и (или) дизельное топливо, создают ННЗТ, который должен обеспечивать работу тепловых электростанций в режиме выживания в течение семи суток.

В свою очередь, НЭЗТ создается владельцами тепловых электростанций для надежной работы тепловой электростанции в целях обеспечения выполнения показателей производства электрической и тепловой энергии сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации, утверждаемого в установленном порядке (далее - сводный прогнозный баланс).

Таблица 8.6 – Утвержденные запасы топлива на 01.01.2024 г. на ТЭЦ АО «РИР»

Вид топлива	Макс. возможный объем хранения на станции, тыс. т	Факт. запас, тыс. т	ОНЗТ на 01.01.25 г., тыс. т
мазут	20000	2240,45	1310
уголь	280000	99827,44	56755

Из приведенной таблицы видно, что фактические запасы топлива полностью удовлетворяют установленным нормативам, а по основ-ному виду используемого топлива (уголь) – существенно превосходят нормативы.

В качестве резервного топлива на котельных ЗАТО Северск используется каменный уголь, мазут и дизельное топливо.

Поставка топлива на котельные ведется по договорам поставки. Объемы запасов твердого топлива выдерживаются в соответствии с порядком создания и использования котельными запасов топлива.

Для котельных МКП «СВК» п. Самусь и ООО «Уют Орловка» п. Орловка нормативы создания запасов топлива утверждены на 1 октября 2020 года. Для котельной по ул. Камышка п. Самусь нормативы создания запасов топлива утверждены на 01 октября 2023 года.

Значения ННЗТ, ОНЗТ и НЭЗТ для котельных приведены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Утвержденные значения ОНЗТ и НЭЗТ для котельных ЗАТО Северск

Источник	Неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ), тонн			Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ), тонн			Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ)		
	уголь	мазут	диз. топливо	уголь	мазут	диз. топливо	Уголь	мазут	диз. топливо
Котельная МКП «СВК»	–	121,8	–	–	121,8	–	–	–	–
Котельная по ул. Камышка	25,2	–	–	182,1	–	–	156,9	–	–
Котельная ООО «Уют Орловка»	–	–	5,6	–	–	38,1	–	–	32,5

Из приведенной таблицы видно, что фактические запасы топлива (ОНЗТ, НЭЗТ) полностью удовлетворяют установленным нормативам.

8.3 Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха

ЗАТО Северск не относится к районам с ограниченным сроком завоза грузов. ТЭЦ АО «РИР» обеспечена основным и резервным топливом. В целях обеспечения надежности и безопасности объектов жизнеобеспечения ТЭЦ перед началом отопительного периода проверяются и укомплектовываются аварийные запасы материально-технических ресурсов, обеспечивается возможность поставки топлива в период расчетных температур.

8.4 Особенности характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Основной вид топлива ТЭЦ АО «РИР» – каменный уголь, природный газ.

Поставка каменного угля осуществляется в соответствии с договором поставки каменного угля № 307ФС/24-43 от 03.07.2015. Поставщик каменного угля – ООО «МТК».

Поставка каменного угля для ТЭЦ АО «РИР» осуществляется железнодорожным транспортом.

Каменный уголь, поставляемый на ТЭЦ, имеет следующие качественные характеристики (рисунок 8.1):

- марка угля – СС
- класс крупности: 0- 300 мм (Рядовой);
- влага (рабочая) Wtr не более 17%;
- зольность (сухая) Ad не более 12%;
- выход летучих веществ Vdaf – 17-27%;
- низшая теплота сгорания Qir не менее 5700 ккал/кг.

Не допускается поставка шламовой продукции в смеси угля.

Поставка угля других марок, а также поставка окисленных групп марки СС не допускается.



Разрез Кийзасский

Результат анализа

W_t^r %	A^d %	V^{daf} %	Q_i^r ккал/кг	
12.0	16.1	19.5	5690	

27 октября 2015 г.

Начальник лаборатории — подпись — Жулдыбина О.Г. (фамилия)

Печать лаборатории

Типовая форма УПД-35

Разрез Кийзасский

УДОСТОВЕРЕНИЕ № 623

о качестве угля антрацита

2015 г.

Марка Уголь каменный энергетический ГОСТ Р51586-2000

Класс 0-300

г. Мыски, ул. Советская, 50 (почтовый адрес)

Нормы, установленные техническими условиями или ГОСТом для данного вида потребления в процентах.

Зола (А) сред. — пред. 25,0

Сера ( ) сред. — пред. —

Влага (W) средняя — предельная 12,0

Шахта (разрез) ООО "Разрез Кийзасский" ст. отправления Мыски жел. дороги Западно-Сибирской

Проба отобрана в соответствии с ГОСТ 10742-71

от партии топлива весом 3328,40 тонн 48 вагонов отгруженного за время с — по 27.10.2015 потребителям, перечисленным на обороте.

Проба помещена в банки № 623 и опломбирована пломбиром № ОТК1 печатью. Вес пробы лабораторной 506 г. арбитражной 513 г.

Фактическое содержание видимой породы — %, фактическое содержание мелочи — %.

Уголь принят по наружному осмотру и данным предварительного опробования.

27 октября 2015 г.

Рисунок 8.1 – Удостоверение качества угля, поставляемого для ТЭЦ АО «СХК»

ЦОК п. Самусь (МКП «СВК»)
Основной вид топлива – природный газ.
Поставка природного газа для котельной МКП «СВК» осуществляется по газораспределительной сети ООО «Газпром газораспределение Томск». Транспортировка газа от границы газотранспортной системы до места приема передачи газа осуществляется ООО «Газпром Трансгаз Томск». Данных по протяженности газопровода нет.
Расчетная объемная теплота сгорания 7 900 ккал/куб. м.
Резервное топливо (мазут). Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо 9 500 ккал/кг. Для обеспечения котельной МКП «СВК» резервным топливом заключен договор от 20.09.2016 с поставщиком ООО «МНБ» на поставку мазута в количестве 50 тонн.
Котельная по ул. Камышке п. Самусь (МКП «СВК»)
Основное и резервное топливо котельной – каменный уголь.
Поставка каменного угля для котельной осуществляется грузовым автомобильным транспортом. Специально оборудованный склад твердого топлива (угля) на котельной отсутствует. Выгрузка топлива осуществляется автомобильным транспортом непосредственно перед зданием котельной, затем по мере необходимости буртуется трактором.
Уголь поставляемый на котельную марки ДР, фракционный состав 25-300 мм.
Котельная п. Орловка (ООО «Уют Орловка»)
Основное топливо котельной – природный газ (проектное). В виду отсутствия газоснабжения на котельной в качестве основного и резервного топлива используется дизельное топливо (газойль легкое исо-f-d2).
Закупка дизельного топлива на котельную осуществляется посредством заключения разовых договоров по мере возникновения потребности в поставках. Поставка дизельного топлива осуществляется автомобильным видом транспорта.
Расчетная теплота сгорания дизельного топлива 10200 ккал/кг.

8.5 Описание приоритетного направления развития топливного баланса ЗАТО Северск
Приоритетным направлением развития топливного баланса является удовлетворение потребностей экономики и населения ЗАТО Северск в энергоносителях, на основе их максимально эффективного использования при снижении нагрузки на окружающую среду.
Достижение поставленной цели предполагает реализацию задач, включающих:
- модернизацию и развитие генерирующих источников тепловой энергии, а также тепловых сетей путем внедрения высокоэффективного оборудования, применения современных передовых технологий с выводом из эксплуатации менее экономичного и устаревшего оборудования;
- максимально возможное с учетом экономической и экологической целесообразности вовлечение в топливный баланс собственных топливно-энергетических ресурсов;
- финансовое оздоровление энергоснабжающих организаций.

8.6 Описание изменений существующих топливных балансов
Учтены данные о потреблении топлива на источниках тепловой энергии в базовый период, актуализированы характеристики используемых видов топлива.

ЧАСТЬ 9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

9.1 Определение надежности теплоснабжения
Настоящий раздел «Надежность теплоснабжения» разрабатывается в соответствии с пунктами нормативно-правового акта «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» введенного постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154», с учетом изменений, указанных в Постановлении Правительства РФ от 03.04.2018 N 405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
Нормативные требования к уровню и показателям надёжности теплоснабжения установлены в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» в части пунктов 6.27–6.37 раздела «Надежность».
В СП 124.13330.2012 надежность теплоснабжения определяется как: способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) которые следует определять по трем показателям (критериям): вероятности безотказной работы [Р], коэффициенту готовности [Кг], показателю живучести [Ж].
Источники тепловой энергии подразделяются на крупные (способные обеспечивать теплом целые районы) и все остальные, или локальные источники.
Тепловые сети подразделяются на магистральные, распределительные, квартальные и ответвления от магистральных и распределительных тепловых сетей к отдельным зданиям и сооружениям.
Потребители тепловой энергии по надежности теплоснабжения делятся на три категории:
• первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества тепловой энергии и снижения температуры воздуха в помещениях, ниже предусмотренных ГОСТ 30494-2011; например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.;
• вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:
- жилых и общественных зданий до 12 °С;
- промышленных зданий до 8 °С;
- третья категория – остальные потребители.
Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели ВБР следует принимать для:
- источника тепловой энергии Рит = 0,97;
- тепловых сетей Ртс = 0,9;
- потребителя тепловой энергии Рпт = 0,99;
- СЦТ в целом Рсцт = 0,9•0,97•0,99 = 0,86.
Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков трубопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- расположением места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными трубопроводами;
- определением достаточности диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих трубопроводов для обеспечения резервной подачи тепловой энергии потребителям при отказах;
- определение необходимости замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и трубопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередностью ремонтов и замен трубопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс;
- необходимость проведения работ по дополнительному утеплению зданий.

Минимально допустимый показатель готовности (Кг) СЦТ к исправной работе должен быть не ниже 0,97. При определении показателя готовности следует учитывать:
- готовность СЦТ к отопительному сезону;
- достаточность установленной тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способность тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях и др.

9.2 Методика расчета показателей надежности теплоснабжения

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю рекомендуется выполнять с применением следующего алгоритма:
- определение пути передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети;
- на первом этапе расчета устанавливается перечень участков трубопроводов, составляющих этот путь;
- для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.

На основе обработки данных по отказам и восстановлениям (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются искомые зависимости:

Интенсивность отказов элементов ТС (теплопроводов и ЗПА)

Интенсивность отказов теплопровода с учетом времени его эксплуатации [9]:

$$\lambda = \lambda^{нач} \cdot (0{,}1 \cdot \tau^{эксп})^{\alpha-1}, \text{ 1/(км·ч)}, \quad (9.1)$$

где $\lambda^{нач}$ – начальная интенсивность отказов теплопровода, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, 1/(км·ч); $\tau^{эксп}$ - продолжительность эксплуатации участка, лет; α - коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации участка:

$$\alpha = \begin{cases} 0{,}8 \text{ при } 0 < \tau^{эксп} \le 3 \\ 1 \text{ при } 3 < \tau^{эксп} \le 17 \\ 0{,}5 \cdot e^{\left(\frac{\tau^{эксп}}{20}\right)} \text{ при } \tau^{эксп} > 17 \end{cases} \quad (9.2)$$

Интенсивность отказов ЗРА (одной единицы):

$$\lambda_{зра} = 2{,}28 \cdot 10^{-7}, \text{ 1/ч} \quad (9.3)$$

Параметр потока отказов элементов ТС (участков ТС и ЗПА):

Параметр потока отказов участков ТС:

$$\omega = \lambda \cdot L, \text{ 1/ч} \quad (9.4)$$

где L - длина участка ТС, км;

Параметр потока отказов ЗРА:

$$\omega_{зра} = \lambda_{зра} = 2{,}28 \cdot 10^{-7}, \text{ 1/ч} \quad (9.5)$$

$$z^* = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{уз}) \cdot d^{1{,}2}], \text{ ч} \quad (9.6)$$

где: $L_{уз}$ - расстояние между секционирующими задвижками, км; d – диаметр теплопровода, м.

Значения коэффициентов a, b, c для формулы (9.6), приведенные в таблице 9.1 получены на основе численных значений времени восстановления теплопроводов в зависимости от их диаметров, рекомендуемых СНиП 41-02-2003.

Таблица 9.1 – Значения коэффициентов a, b, c в формуле (9.6).

Коэффициент	a	b	c
Значение	2.91256074780	20.8877641154	-1.879289194

Расстояния $L_{уз}$ между СЗ должны соответствовать требованиям СНиП 41–02–2003 (п. 10.17) [4]. Если в результате анализа выявляется несоответствие принятым условиям, то в расчете среднего времени восстановления количество секционирующих задвижек и расстояние между ними условно принимается равным такому, при котором обеспечивается выполнение этих условий. Установка дополнительных задвижек включается в рекомендации.

Среднее время до восстановления ЗРА

Время восстановления ЗРА принимается равным времени восстановления теплопровода, так как отказ ЗРА и отказ теплопровода одного и того же диаметра требуют сопоставимых временных затрат на их восстановление. В связи с этим расчет среднего времени до восстановления ЗРА выполняется по выражению (9.6).

Интенсивность восстановления элементов ТС:

$$\mu = \frac{1}{z_i^*}, \text{ ч} \quad (9.7)$$

Стационарная вероятность рабочего состояния сети:

$$p_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^{N} \frac{\omega_i}{\mu_i}\right)^{-1} \quad (9.8)$$

где N – число элементов ТС (участков и ЗРА).

Вероятность состояния сети, соответствующая отказу f-го элемента:

$$p_f = \frac{\omega_f}{\mu_f} \cdot p_0 \quad (9.9)$$

Температура воздуха в здании j-го потребителя в конце периода восстановления f-го элемента:

$$t^*_{j,f} = t^{нр} + \frac{t_j^{нр} - t^{нр}_{-} - \bar{q}_{j,f}\cdot\left(t_j^{нр} - t^{нр}\right)}{e^{\left(\frac{z_f^*}{\beta_j}\right)}} + \bar{q}_{j,f}\cdot\left(t_j^{нр} - t^{нр}\right), \quad ^oC \quad (9.10)$$

где $t_j^{нр}$ - расчетная температура воздуха в здании j-го потребителя, єС; $t^{нр}$ - расчетная для отопления температура наружного воздуха, °С; $q_{j,f}$ – часов ой расход тепла у j-го потребителя при отказе f-го элемента при $t^{нр}$, Гкал/ч; q_j^p – расчетная часовая нагрузка j-го потребителя при $t^{нр}$, Гкал/ч; $\bar{q}_{j,f} = \frac{q_{j,f}}{q_j^p}$ – относительный часовой расход тепла у j-го потребителя при отказе f-го элемента при $t^{нр}$; z_f^* - время восстановления f-го элемента ТС, ч; β_j - коэффициент тепловой аккумуляции здания j-го потребителя, ч.

Коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения j-го потребителя (определяется для каждого потребителя расчетной схемы ТС):

$$K_j = p_0 + \sum_{f\in F_j} p_f \quad (9.11)$$

где: F_j - множество элементов ТС, выход которых в аварию не нарушает расчетный уровень теплоснабжения j-го потребителя.

Вероятность безотказного теплоснабжения j-го потребителя – вероятность обеспечения в течение отопительного периода температуры воздуха в здании j-го потребителя не ниже минимально допустимого значения (определяется для каждого потребителя расчетной схемы ТС [5]):

$$P_j = e^{-\left[p_0\cdot\sum\left(\omega_f - \tau_{j,f}^{раи}\right)\right]} \quad (9.12)$$

где $\tau_{j,f}^{раи}$ – продолжительность (число часов) стояния в течение отопительного периода температуры наружного воздуха $t^н$ ниже $t_{j,f}^{раи}$ - температура наружного воздуха, при которой время восстановления f-го элемента z_f^* равно временному резерву j-го потребителя, т.е. времени снижения температуры воздуха в здании j-го потребителя до минимально допустимого значения $t^*_{j_{min}}$.

С помощью величин $t_{j,f}^{раи}$ и $\tau_{j,f}^{раи}$ выделяется доля отопительного сезона, в течение которой выход в аварию f-го элемента влияет на величину P_j.

Температура наружного воздуха $t_{j,f}^{раи}$, при которой время восстановления f-го элемента равно временному резерву j-го потребителя

При $\bar{q}_{j,f} = 0$ (j-ый потребитель при аварии на f-ом участке не получает тепло):

$$t_{j,f}^{раи} = \frac{t_j^{нр} - t^*_{j\,min}\cdot e^{\left(\frac{z_f^*}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^*}{\beta_j}\right)}} \quad (9.13)$$

При $\bar{q}_{j,f} > 0$:

$$t_{j,f}^{раи} = \frac{t_j^{нр} - \bar{q}_{j,f}\cdot\left(t_j^{нр} - t^{нр}\right) - \left(t^*_{j\,min} - \bar{q}_{j,f}\cdot\left(t_j^{нр} - t^{нр}\right)\right)\cdot e^{\left(\frac{z_f^*}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^*}{\beta_j}\right)}} \quad (9.14)$$

Здесь $t^*_{j_{min}}$ – минимально допустимая температура воздуха в здании j-го потребителя, єС.

Численные значения коэффициентов тепловой аккумуляции зданий различных типов принимаются в соответствии с рекомендациями МДС 41-6.2000 [21].

Расчетные температуры воздуха в зданиях принимаются в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.2.2645-10 [22], $t^*_{j_{min}}$ – по СНиП 41-02-2003 (п. 4.2) [4]. Продолжительности стояния температур наружного воздуха принимаются по СНиП 2.01.01-82 «Строительная климатология» [23].

Правила определения $\tau_{j,f}^{раи}$ – числа часов стояния температуры наружного воздуха ниже $t_{j,f}^{раи}$

Если $t_{j,f}^{раи}$ оказывается равной или выше +8 оС (начало отопительного сезона), это означает, что отказ f-го элемента нарушает пониженный уровень теплоснабжения j-го потребителя при любой температуре наружного воздуха и в формуле (9.14) величина $\tau_{j,f}^{раи}$ берется равной продолжительности отопительного периода.

Если $t_{j,f}^{раи}$ оказывается равной $t^{нр}$, отказ f-го элемента влияет на теплоснабжение j-го потребителя только при температурах ниже расчетных и $\tau_{j,f}^{раи}$ в формуле (9.14) берется равной $\tau^{мин}$ - числу часов стояния температуре наружного воздуха ниже $t^{нр}$.

Если $t_{j,f}^{раи} < t^{мин}$ (минимальная температура наружного воздуха), отказ f-го элемента не влияет на теплоснабжение j-го потребителя и в формуле (9.14) $\tau_{j,f}^{раи}$ берется равной нулю.

Если $t^{мин} < t_{j,f}^{раи} < t^{нр}$, то $\tau_{j,f}^{раи} = \frac{t^{нр} - t_{j,f}^{раи}}{t^{нр} - t^{мин}} \times \tau^{мин}$.

Если $t^{нр} < t_{i,f}^{нав} < +8\,^{0}C$, то $0 < \tau_{i,f}^{нав} < \tau^{от}$ и значение $\tau_{i,f}^{нав}$ определяется по графику продолжительностей стояния температур (график Россандера) [17]:

где: $\tau^{вн.т}$ - продолжительность стояния температуры наружного воздуха ниже расчетной для отопления, ч; $\tau^{от}$ - продолжительность отопительного периода, ч; $t^{н\,ср}$ - средняя за отопительный период температура наружного воздуха, °С.

$$\tau_{i,f}^{нав} = \tau^{вн.т} + (\tau^{от} - \tau^{вн.т}) \cdot \left(\frac{t_{i,f}^{нав} - t^{нр}}{8 - t^{нр}}\right)^{\frac{t^{н\,ср} - t^{нр}}{8 - t^{н\,ср}}}, \quad (9.15)$$

Таким образом, автоматически выделяются: а) элементы, отказы которых нарушают и не нарушают пониженный уровень теплоснабжение потребителя, и б) доля отопительного периода, в течение которой нарушение имеет место.

Средний суммарный недоотпуск тепловой энергии j-му потребителю в течение отопительного периода:

$$Q_j^{-} = \left(g_j^{p} - \sum_{f=0} p_f g_{j,f}\right) \cdot (\tau_1^{p} - \tau_2^{p}) \cdot \frac{t_j^{нр} - t^{н\,ср}}{t_j^{нр} - t^{нр}} \cdot \tau^{от} \cdot 10^{-3}, \text{Гкал} \quad (9.16)$$

где g_j^{p} – расчетный при $t^{нр}$ часовой расход теплоносителя у j-го потребителя, т/ч; $g_{j,f}$ – часовой расход теплоносителя у j-го потребителя при отказе f-го элемента, т/ч; τ_1^{p} и τ_2^{p} - расчетные (при $t^{нр}$) температуры воды в подающей и обратной магистралях ТС, єС.

9.3 Порядок расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей

Расчет показателей и оценка надежности теплоснабжения потребителей должен выполняться в следующем порядке.

Шаг 1. В первую очередь должны быть определены показатели надежности участков тепловой сети по статистическим данным об отказах элементов.

Если интенсивности отказов участков тепловой сети существенно выше значений, характерных для начального периода эксплуатации $\lambda_{нач} > \lambda$, то на данном этапе должны быть разработаны и включены в схему теплоснабжения предложения по замене (капитальному ремонту) таких участков.

Если время восстановления участков теплопроводов μ_i не соответствует нормативным требованиям, то на данном этапе должны быть разработаны и включены в схему теплоснабжения предложения по сокращению времени восстановления теплопроводов.

При отсутствии статистических данных расчет интенсивностей отказов теплопроводов со сроком службы до 25 лет должен производиться в соответствии с формулой 9.1.

Участки тепловой сети, выработавшие эксплуатационный ресурс (работающие 25 лет и более), должны выделяться в отдельную группу как потенциально ненадежные. После дополнительного анализа их состояния должны выбираться участки тепловых сетей, рекомендуемые к замене. Для оставшихся участков этой группы (не рекомендованных к замене), интенсивности отказов должны приниматься как для теплопроводов, имеющих срок службы 25 лет.

При отсутствии статистических данных о времени восстановления участков тепловых сетей, значения времени восстановления должны основываться на данных теплоснабжающих организаций по формуле 9.6.

В последующих расчетах показатели надежности участков и ЗРА должны приниматься с учетом разработанных предложений в целях недопущения компенсирования предельного технического состояния участков тепловой сети их резервированием. Для участков сети, рекомендованных к замене, интенсивности отказов в дальнейших расчетах должны приниматься как для новых теплопроводов в период их основной эксплуатации.

Шаг 2. По формулам 9.4 и 9.5 должны определяться параметры потоков отказов участков тепловой сети.

Шаг 3. По формуле 9.7 должна рассчитываться интенсивности восстановления элементов (участков и задвижек) тепловой сети.

Шаг 4. По формулам 9.8 и 9.9 должны рассчитываться вероятности рабочего состояния тепловой сети p0 и вероятности состояний тепловой сети с отказом одного из элементов pf.

Шаг 5. По вычисленным значениям вероятностей состояний сети должны рассчитываться показатели надежности теплоснабжения потребителей, сопоставленным с количеством тепловой энергии, подаваемой в соответствующих состояниях каждому потребителю.

В случае, если тепловая сеть тупиковая (не имеет кольцевой части), то при выходе из строя одного ее из элементов полностью прекращается теплоснабжение потребителей, расположенных за этим элементом, при этом теплоснабжение остальных потребителей не нарушается.

В тепловых сетях, имеющих кольцевую часть, каждому состоянию сети с выходом из строя элемента кольцевой части должен соответствовать свой уровень подачи тепловой энергии потребителям, для определения которого производится моделирование отказов элементов и расчет соответствующих им послеаварийных гидравлических режимов. На основании результатов таких расчетов должны составляться матрицы относительных (по отношению к расчетному) расходов тепловой энергии в этих режимах у каждого из потребителей.

Моделирование послеаварийных ситуаций должно производиться путем автоматического поочередного исключения элементов из расчетной схемы. Расчеты послеаварийных гидравлических режимов должны выполняться с помощью математических моделей распределения потоков теплоносителя, реализованных в соответствующих электронных моделях системы теплоснабжения для двухлинейной расчетной схемы тепловой сети.

Шаг 6. На основании данных, полученных в результате моделирования отказов элементов тепловой сети, по зависимости 13 должны определяться температуры воздуха в зданиях потребителей в конце периода восстановления теплоснабжения $t_j^{в.р}$

Шаг 7. По значениям температуры воздуха в зданиях потребителей в конце периода восстановления теплоснабжения $t_j^{в.р}$ должны определяться участки тепловой сети, отказы которых нарушают расчетный уровень теплоснабжения потребителей, и формироваться множества fj для расчета коэффициентов готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения потребителей Kj с использованием зависимости 11.

Временной резерв потребителей должен учитываться при определении Pj через повторяемость $\tau_{j,f}^{рав}$ температур наружного воздуха , $\tau_{j,f}^{рав}$ при которых время восстановления элемента равно временному резерву потребителя.

Для учета временного резерва потребителей (при определении Pj) и доли отопительного периода, в течение которой отказ каждого элемента нарушает теплоснабжение каждого потребителя, должны определяться:

температуры равенства времени восстановления элемента и временного резерва потребителя $\tau_{j,f}^{рав}$

повторяемость этих температур в течение отопительного периода $\tau_{j,f}^{рав}$ по зависимости 15 и соответствующим правилам.

Шаг 8. По зависимостям 11 и 12 должны рассчитываться коэффициенты готовности тепловой сети к обеспечению расчетного теплоснабжения потребителей Kj и вероятности обеспечения пониженного уровня теплоснабжения потребителей Pj.

Шаг 9. После расчета показателей надежности Kj и Pj должна быть выполнена проверка выполнения требований к надежности теплоснабжения потребителей.

Приведенный расчет надежности теплоснабжения потребителей должен применяться только для оценки надежности теплоснабжения потребителей в зоне действия системы теплоснабжения.

Определение показателей надежности теплоснабжения не распространяется на оценку надежности теплоснабжения организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения.

9.4 Расчет показателей надежности тепловых сетей в зоне действия энергоисточников ЗАТО Северск на отопительный период 2023/2024 года

Тепловые сети ЗАТО Северск – централизованные, включают в себя магистральные и распределительные сети, а также ответвления к отдельным домам и потребителям тепла. Тепловая энергия поставляется потребителям в виде горячей воды и пара. Способ прокладки – преобладают сети с подземной прокладкой в непроходных каналах, изоляция – маты минераловатные с незначительной долей ППУ.

Организацией эксплуатирующей тепловые сети в г. Северске является ОАО ТС, на долю которой приходится 92,23% от общей протяженности всех сетей теплоснабжения ЗАТО Северск. ОАО ТС осуществляет передачу тепловой энергии от ТЭЦ АО «РИР» потребителям в г. Северске. Подробные характеристики тепловых сетей ОАО ТС приведены в разделе 3 тома 1.

Для выявления участков тепловых сетей, подлежащих реконструкции для обеспечения надежной работы всей системы теплоснабжения ЗАТО Северска в целом до 2045 года, проведен анализ повреждаемости на тепловых сетях с учетом отопительного периода в 2024 году. По данным ОАО ТС, количество повреждений на тепловых сетях в 2024 году составило 132 ед., в 2023 году – 262 ед. (таблица 9.2). То есть наблюдается снижение количества повреждений по сравнению с 2023 годом.

Таблица 9.2 – Фактические показатели частоты повреждаемости тепловых сетей ОАО ТС и тепловых сетей потребителей

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Количество повреждений в тепловых сетях, в том числе:.	99	122	173	262	132
- в отопительный период	н/д	н/д	н/д	н/д	19
- в летний период (период испытаний)	н/д	н/д	н/д	н/д	113
Всего	99	122	173	262	132

На момент актуализации схемы теплоснабжения 93,7% от общей протяженности магистральных тепловых сетей ЗАТО Северск эксплуатируются более 40 лет. Сети теплоснабжения, эксплуатируемые менее 25 лет, составляют всего 6,3% общего объема тепловых сетей. Общий уровень износа тепловых сетей по состоянию на 01.01.2025 г. оценивается как высокий. Общая протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене составляет более 320 км в однотрубном исполнении.

Объем замены ветхих сетей за период с 2018 по 2028 год существенно отставал от потребностей системы теплоснабжения: в среднем в указанный период заменялось от 1,4-2,5% от общей протяженности ветхих и изношенных сетей теплоснабжения в год.

Так как в период с 2019 по 2023 год по данным, предоставленным теплоснабжающими (теплосетевыми) организациями ЗАТО Северск, отказов оборудования источников тепловой энергии, а также оборудования и участков тепловых сетей, вызывавших полное прекращение подачи теплоносителя установленных параметров потребителям тепловой энергии, не зарегистрировано, общее время восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений за последние 3 года равно нулю.

Показатель аварийности на сетях теплоснабжения в целом по ОАО ТС находится на среднем уровне (от 0,4 ед./км сетей в 2019 г. до 0,8 ед./км в 2022 г.)

Основные причины повреждений на тепловых сетях ОАО ТС:

- 80% повреждений возникает по причине утонения стенки нижней и боковой части трубопроводов. Фактическая толщина стенки на поврежденных участках составляет 1-2 мм, при нормативе 4,5-8,0. Основываясь на действующих нормативных документах по оценке технического состояния труб, а именно - критерии 20% утонения стенки трубопроводов, можно говорить о фактическом отклонении от нормы на 50-70%;
- 18% повреждений – наружная язвенная коррозия;
- 2% – запорная арматура.

Анализ информации о времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций указывает на отсутствие нарушений временных интервалов по отключению теплоносителя систем теплоснабжения и горячего водоснабжения.

9.5 Расчет вероятности безотказной работы существующего положения системы теплоснабжения ЗАТО Северск

Для оценки и расчета вероятности безотказной работы выбраны потребители, наиболее удаленные от источников теплоснабжения по разным тепловым магистралям. Так как нормативная вероятность безотказной работы наиболее удаленных потребителей являются гарантией соблюдения нормативных требований безотказной работы для всех потребителей, находящихся ближе к источнику тепловой энергии.

Характеристики выбранных потребителей приведены в таблице 9.3; характеристики соответствующих расчетных путей приведены в таблице 9.4.

Таблица 9.3 – Информация о типах зданий выбранных потребителей

№ п/п	Адрес (магистраль)	β, ч	$t^{вн}$, °С	$t^{н}_{расч.}$, °С	qпр, Гкал/ч	g, т/ч
1	ул. Победы, 2 (1-я Южная маг.)	42÷77	20	12	1,3370	16.712
2	ул. Победы, 10 (1-я Южная маг.)	42÷77	20	12	1,0474	13.095
3	ул. Калинина, 80 (2-я Южная маг.)	60÷100	20	12	0,2268	2.835
4	ул. Калинина, 82 (2-я Южная маг.)	60÷100	20	12	0,2268	2.835
5	ул. Солнечная, 23 (2-я Южная маг.)	60÷100	20	12	0,6117	7,645
6	ул. Победы, 1 (3-я Южная маг.)	42÷77	20	12	0,4810	6,0125
7	ул. Победы, 5 (3-я Южная маг.)	42÷77	20	12	0,1420	1,775
8	ул. Ленинградская, 28 (3-я Южная маг.)	42÷77	20	12	0,0713	0,8912

Таблица 9.4 – Расчетные пути для определения вероятности безотказной работы

Номер потребителя (расчетного пути)	Расчетный путь для оценки надежности ТС	
	Начальная камера участка	Конечная камера участка
ТЭЦ АО «РИР», потребители г. Северска		
1	ТЭЦ АО «РИР»	Победы, 2 (1-я Южная маг.)
2	ТЭЦ АО «РИР»	Победы, 10 (1-я Южная маг.)
3	ТЭЦ АО «РИР»	Калинина, 80 (2-я Южная маг.)
4	ТЭЦ АО «РИР»	Калинина, 82 (2-я Южная маг.), Гиацинт 1
5	ТЭЦ АО «РИР»	Солнечная, 23 (2-я Южная маг.), Гиацинт 2
6	ТЭЦ АО «РИР»	Победы, 1 (3-я Южная маг.)
7	ТЭЦ АО «РИР»	Победы, 5 (3-я Южная маг.)
8	ТЭЦ АО «РИР»	Ленинградская, 28 (3-я Южная маг.)

В расчетах использовалось значение фактическое значение интенсивности отказов теплопроводов $\lambda_{}$=1,2·10-7 1/(км·ч), полученное в результате обработки статистических данных, предоставленных специалистами теплоснабжающей организации.

Расчет послеаварийных гидравлических режимов в полном объеме не требуется, так как рассматриваемая ТС не имеет кольцевой части. Теоретически в этом случае при выходе из строя одного из элементов ТС полностью прекращается теплоснабжение потребителей, путь снабжения которых разрывается. Однако по информации теплоснабжающей организации существует возможность частичного резервирования отказавшего участка за счет использования аварийных перемычек между подающим и обратным теплопроводами.

Поэтому расчет вероятностей безотказного теплоснабжения потребителей производился с учетом возможной подачи аварийной нормы тепла в диапазоне $\varphi_k^{ав} = 0{,}5 \ldots 0{,}7$ [2].

Южная тепломагистраль (расчетный путь 1)

Расчетный путь 1 для 1-й Южной тепломагистрали начинается от ТЭЦ АО «РИР» и заканчивается потребителем по ул. Победы, 2.

В таблице 9.5 приведены данные для расчета вероятности безотказной работы теплопровода, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 3.

Значения интенсивностей отказов элементов ТС рассчитаны по формулам (9.1 и 9.3) и приведены в таблице 9.5. При этом начальная интенсивность отказов теплопровода $\lambda^{нач}$, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, принята равной фактической 1,2·10-7 1/(км·ч).

Таблица 9.5 – Технические характеристики и показатели надежности элементов ТС (расчетный путь 1)

№ элемента	Начало участка	Длина участка, м	$d_{экв}$, м	$\tau^{эксп}$, лет	λ, 1/(км·ч)	ω, 1/ч	$z^{в}$, ч	μ, 1/ч	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f p_f
1	ТРУ	1142	0,6	45	6.69E-05	7.64E-05	32.90	3.0392E-02	2.4442E-03
2	ТП-1А	859,67	0,6	45	6.69E-05	5.75E-05	32.90	3.0392E-02	1.8399E-03
3	ТП-2	894,27	0,6	45	6.69E-05	5.98E-05	32.90	3.0392E-02	1.9140E-03
4	Т6	240,85	0,5	7	2.40E-07	5.78E-08	27.01	3.7023E-02	1.5169E-06
5	К1М	128,86	0,5	9	2.40E-07	3.09E-08	27.01	3.7023E-02	8.1158E-07
6	К2	102,23	0,5	8	2.40E-07	2.45E-08	27.01	3.7023E-02	6.4386E-07
7	К2а	314,4	0,6	8	2.40E-07	7.54E-08	32.90	3.0392E-02	2.4122E-06
8	К3	164,53	0,6	8	2.40E-07	3.94E-08	32.90	3.0392E-02	1.2623E-06
9	К4	25,58	0,6	8	2.40E-07	6.13E-09	32.90	3.0392E-02	1.9626E-07
10	К4а(м)	139,56	0,6	8	2.40E-07	3.34E-08	32.90	3.0392E-02	1.0708E-06
11	К5	231,63	0,6	8	2.40E-07	5.55E-08	32.90	3.0392E-02	1.7771E-06
12	К6"М"	238,87	0,6	8	2.40E-07	5.73E-08	32.90	3.0392E-02	1.8327E-06
13	Уз. Б	181,54	0,6	45	6.69E-05	1.21E-05	32.90	3.0392E-02	3.8855E-04
14	К8м	67,96	0,6	45	6.69E-05	4.54E-06	32.90	3.0392E-02	1.4545E-04
15	К9м	278,3	0,5	45	6.69E-05	1.86E-05	27.01	3.7023E-02	4.8895E-04
16	К10м	325,99	0,5	45	6.69E-05	2.18E-05	27.01	3.7023E-02	5.7274E-04
17	К12	141,19	0,6	45	6.69E-05	9.45E-06	32.90	3.0392E-02	3.0219E-04
18	К13	312,48	0,5	45	6.69E-05	2.09E-05	27.01	3.7023E-02	5.4900E-04
19	К14	358,05	0,5	45	6.69E-05	2.39E-05	27.01	3.7023E-02	6.2907E-04
20	К15м	3,94	0,5	45	6.695E-05	2.63E-07	27.01	3.7023E-02	6.9223E-06
21	К16м	297,43	0,5	6	2.400E-07	7.13E-08	27.01	3.7023E-02	1.8733E-06
22	К17м	158,28	0,5	45	6.695E-05	1.05E-05	27.01	3.7023E-02	2.7809E-04
23	К18м	153,88	0,5	45	6.695E-05	1.03E-05	27.01	3.7023E-02	2.7036E-04
24	К19м (д,з)	57,4	0,5	45	6.695E-05	3.84E-06	27.01	3.7023E-02	1.0085E-04
25	К20м	131,95	0,5	45	6.695E-05	8.83E-06	27.01	3.7023E-02	2.3183E-04
26	К21м (з)	238,17	0,5	45	6.695E-05	1.59E-05	27.01	3.7023E-02	4.1845E-04
27	К22м (д)	54,84	0,5	45	6.695E-05	3.67E-06	27.01	3.7023E-02	9.6350E-05
28	К23м	171,46	0,5	45	6.695E-05	1.147E-05	27.01	3.7023E-02	3.0124E-04
29	К24м	79,99	0,5	45	6.695E-05	5.355E-06	27.01	3.7023E-02	1.4054E-04
30	К25м	108,63	0,5	45	6.695E-05	7.27E-06	27.01	3.7023E-02	1.9085E-04
31	К26м	201,96	0,5	45	6.695E-05	1.35E-05	27.01	3.7023E-02	3.5483E-04
32	К27м (з)	180,13	0,5	45	6.695E-05	1.20E-05	27.01	3.7023E-02	3.1647E-04
33	К28	257,88	0,5	45	6.695E-05	1.72E-05	27.01	3.7023E-02	4.5308E-04
34	К29м (з)	161,89	0,5	45	6.695E-05	1.08E-05	27.01	3.7023E-02	2.8443E-04
35	К30м	99,68	0,5	45	6.695E-05	6.67E-06	27.01	3.7023E-02	1.7513E-04
36	К31м	199,94	0,5	45	6.695E-05	1.33E-05	27.01	3.7023E-02	3.5128E-04
37	К32(з)	321,13	0,4	45	6.695E-05	2.15E-05	21.35	4.6840E-02	4.4595E-04
38	К33м	317,06	0,4	45	6.695E-05	2.12E-05	21.35	4.6840E-02	4.4030E-04
39	К34м	60,93	0,5	45	6.695E-05	4.07E-06	27.01	3.7023E-02	1.0705E-04
40	К35м	34,43	0,5	45	6.695E-05	2.30E-06	27.01	3.7023E-02	6.0491E-05
41	К36м	2,8	0,5	45	6.695E-05	1.87E-07	27.01	3.7023E-02	4.9194E-06
42	К37м(з)	5,09	0,5	45	6.695E-05	3.40E-07	27.01	3.7023E-02	8.9427E-06
43	К38м	128,51	0,5	45	6.695E-05	8.60E-06	27.01	3.7023E-02	2.2578E-04
44	К39	3,48	0,5	45	6.695E-05	2.32E-07	27.01	3.7023E-02	6.1141E-06
45	К40	103,85	0,5	45	6.695E-05	6.95E-06	27.01	3.7023E-02	1.8246E-04
46	К41	205,55	0,5	45	6.695E-05	1.37E-05	27.01	3.7023E-02	3.6114E-04
47	К42	169,67	0,5	45	6.695E-05	1.13E-05	27.01	3.7023E-02	2.9810E-04

№ элемента	Начало участка	Длина участка, м	$d_{нар}$, м	$\tau^{эксп}$, лет	λ, 1/(км·ч)	ω, 1/ч	$z^{в}$, ч	μ, 1/ч	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f p_f
48	К43	46,63	0,5	45	6.695E-05	3.12E-06	27.01	3.7023E-02	8.1925E-05
49	К43а	122,88	0,5	45	6.695E-05	8.22E-06	27.01	3.7023E-02	2.1589E-04
50	К44	139,92	0,4	45	6.695E-05	9.36E-06	21.35	4.6840E-02	1.9431E-04
51	К45(з)	168,89	0,4	45	6.695E-05	1.13E-05	21.35	4.6840E-02	2.3454E-04
52	ТП3	222,5	0,4	4	2.400E-07	5.34E-08	21.35	4.6840E-02	1.1076E-06
53	К45(з)	121,26	0,4	45	6.695E-05	8.11E-06	21.35	4.6840E-02	1.6839E-04
54	К45(3)	34,21	0,1	31	1.112E-06	3.80E-08	6.41	1.5611E-01	2.3689E-07

Примечание. В таблице приведены только те элементы, отказ которых влияет на теплоснабжение данного потребителя (ул. Победы, 2), то есть элементы, входящие в путь его снабжения.

Значения параметра потока отказов элементов ТС рассчитаны по формулам (9.4 и 9.5) и приведены на рисунке 9.1 и таблице 9.5.

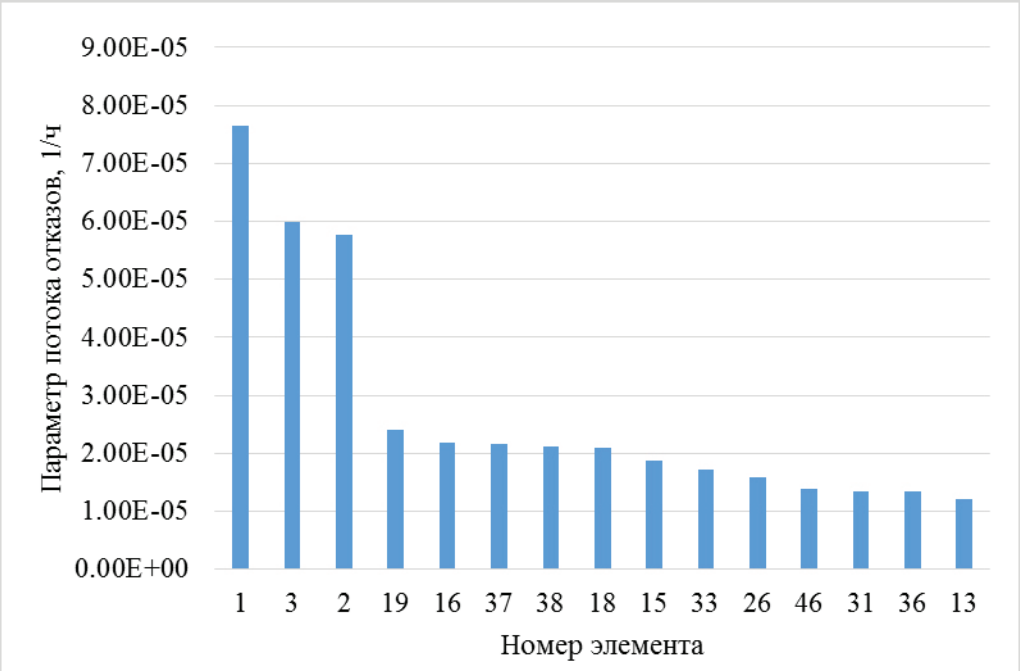


Рисунок 9.1 – Параметр потока отказов наиболее ненадежных элементов ЮМ-1 (расчетный путь 1)

Большие значения параметра потока отказов отказов участков 1, 2, 3, обусловлены длительным сроком их эксплуатации (более 25 лет) и относительно большой протяженностью этих участков.

Вероятности состояния, соответствующие отказам одного из элементов ТС, рассчитанные по формуле (9.9), приведены в таблице 9.5.

При вычислении вероятностей состояния ТС, кроме срока службы и длины участка, учитывается его диаметр и время восстановления после отказа. Наибольший вклад в состояния ТС с отказами вносят участки 1, 2, 3.

Коэффициенты готовности относительно расчетного уровня теплоснабжения потребителей определяются в соответствии с (11), при этом для каждого потребителя в множество включаются все элементы сети, кроме входящих в путь его снабжения.

Для определения по формуле (9.12) величин - вероятностей безотказного теплоснабжения потребителей по отношению к пониженному уровню сначала рассчитываются температуры наружного воздуха (формулы (9.13) и (9.14)), при которых время восстановления f-го элемента равно временному резерву j-го потребителя. Эти температуры и продолжительности их стояния (правила и зависимости для их определения изложены в разделе 9.1.2).

Результаты расчета вероятностных показателей надежности для потребителя по адресу по ул. Победы, 2:

коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения j-го потребителя K_j=0,9837;

вероятность безотказного теплоснабжения j-го потребителя P_j=0,9256.

Указанные значения соответствуют требованиям СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (K_j=0,97; P_j=0,9).

2-я Южная тепломагистраль (расчетный путь 5)

Расчетный путь 5 для 2-й Южной тепломагистрали начинается от ТЭЦ АО «РИР» и заканчивается потребителем по ул. Солнечная, 23.

В таблице 9.6 приведены данные для расчета вероятности безотказной работы теплопровода, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 3.

Значения интенсивностей отказов элементов ТС рассчитаны по формулам (9.1 и 9.3) и приведены в таблице 9.6. При этом начальная интенсивность отказов теплопровода $\lambda^{нач}$, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, принята равной фактической 1,2·10-7 1/(км·ч).

Таблица 9.6 – Технические характеристики и показатели надежности элементов ТС (расчетный путь 5)

№ элемента	Начало участка	Длина участка, м	$d_{ср}$, м	$\tau^{эксп}$, лет	λ, 1/(км·ч)	ω, 1/ч	z^*, ч	μ, 1/ч	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f p_f
1	ТРУ	1116.02	0.7	50	8.6864E-04	9.6942E-04	39.00	2.5642E-02	2.9387E-02
2	Врезка на Иглаково	27.02	0.7	50	8.6864E-04	2.3471E-05	39.00	2.5642E-02	7.1149E-04
3	ТП-1А	850.96	0.7	50	8.6864E-04	7.3918E-04	39.00	2.5642E-02	2.2408E-02
4	ТП-2	402.64	0.7	50	8.6864E-04	3.4975E-04	39.00	2.5642E-02	1.0602E-02
5	Тройник кв. 59	263.61	0.7	50	8.6864E-04	2.2898E-04	39.00	2.5642E-02	6.9414E-03
6	Т6	306.21	0.7	50	8.6864E-04	2.6599E-04	39.00	2.5642E-02	8.0632E-03
7	Тройник кв.60	224.94	0.7	50	8.6864E-04	1.9539E-04	39.00	2.5642E-02	5.9232E-03
8	Тройник кв.61	406.42	0.7	50	8.6864E-04	3.5303E-04	39.00	2.5642E-02	1.0702E-02
9	ТП-5	236.5	0.7	50	8.6864E-04	2.0543E-04	39.00	2.5642E-02	6.2276E-03
10	К1	289.93	0.7	7	2.4000E-07	6.9583E-08	39.00	2.5642E-02	2.1094E-06
11	К7м	148.51	0.7	50	8.6864E-04	1.2900E-04	39.00	2.5642E-02	3.9106E-03
12	ТП-4	425.63	0.7	50	8.6864E-04	3.6972E-04	39.00	2.5642E-02	1.1208E-02
13	Переход	756.03	0.7	50	8.6864E-04	6.5672E-04	39.00	2.5642E-02	1.9908E-02
14	К1	224.52	0.7	50	8.6864E-04	1.9503E-04	39.00	2.5642E-02	5.9121E-03
15	К2	711.36	0.7	50	8.6864E-04	6.1792E-04	39.00	2.5642E-02	1.8732E-02
16	ТП-3	573.02	0.7	50	8.6864E-04	4.9775E-04	39.00	2.5642E-02	1.5089E-02
17	УТ2а	161.18	0.7	50	8.6864E-04	1.4001E-04	39.00	2.5642E-02	4.2442E-03
18	Переход	137.38	0.7	18	2.7471E-07	3.7740E-08	39.00	2.5642E-02	1.1440E-06
19	К2б	69.13	0.7	18	2.7471E-07	1.8991E-08	39.00	2.5642E-02	5.7569E-07
20	К2м	43.08	0.7	18	2.7471E-07	1.1834E-08	39.00	2.5642E-02	3.5875E-07
21	К2в	224.44	0.7	18	2.7471E-07	6.1656E-08	39.00	2.5642E-02	1.8690E-06
22	К2гм	132.98	0.5	18	2.7471E-07	3.6531E-08	27.01	3.7023E-02	7.6700E-07
23	К2м(з)	180.9	0.5	50	8.6864E-04	1.5714E-04	27.01	3.7023E-02	3.2992E-03
24	К3м(з)	208.49	0.5	50	8.6864E-04	1.8110E-04	27.01	3.7023E-02	3.8024E-03
25	К4м	226.95	0.5	50	8.6864E-04	1.9714E-04	27.01	3.7023E-02	4.1391E-03
26	К5ам	9.12	0.5	50	8.6864E-04	7.9220E-06	27.01	3.7023E-02	1.6633E-04
27	К5бм	363.01	0.5	50	8.6864E-04	3.1533E-04	27.01	3.7023E-02	6.6205E-03
28	К6м	194.52	0.5	50	8.6864E-04	1.6897E-04	27.01	3.7023E-02	3.5476E-03
29	К7м(з)	188.88	0.5	50	8.6864E-04	1.6407E-04	27.01	3.7023E-02	3.4448E-03
30	К7ам	52.33	0.125	49	4.8880E-04	2.5579E-05	7.48	1.3372E-01	1.4869E-04
31	К1	62.38	0.125	49	4.8880E-04	3.0491E-05	7.48	1.3372E-01	1.7725E-04
32	К2	41.57	0.125	49	4.8880E-04	2.0319E-05	7.48	1.3372E-01	1.1812E-04
33	К3	8.18	0.08	49	4.8880E-04	3.9984E-06	5.59	1.7905E-01	1.7359E-05

Примечание. В таблице приведены только те элементы, отказ которых влияет на теплоснабжение данного потребителя (ул. Солнечная, 23), то есть элементы, входящие в путь его снабжения.

Большие значения интенсивностей отказов большинства участков обусловлены длительным сроком их эксплуатации – более 25 лет. Техническое состояние и условия эксплуатации этих участков следует еще раз проанализировать и на основе этого анализа разработать предложения по замене некоторых из них.

Значения параметра потока отказов элементов ТС рассчитаны по формулам (9.4 и 9.5) и приведены на рисунке 9.2 и таблице 9.6.

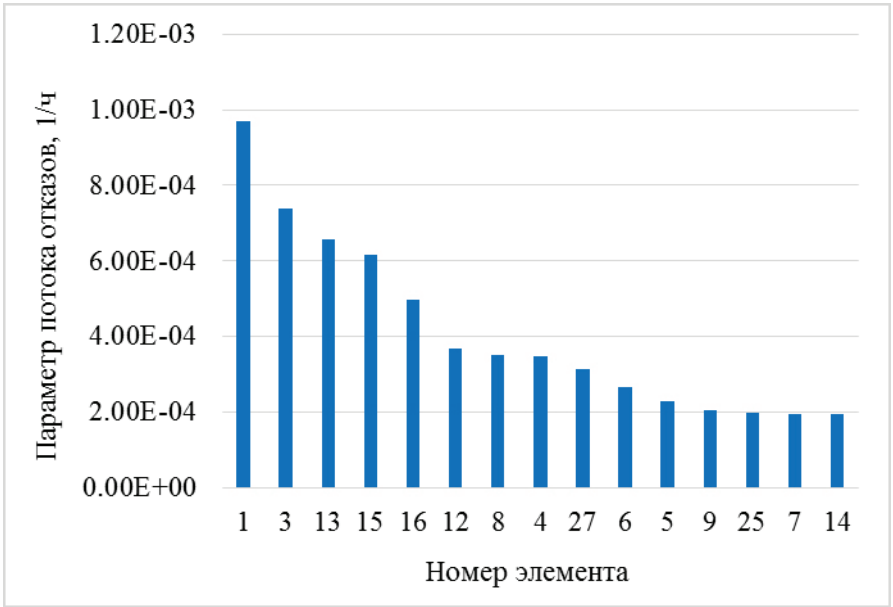


Рисунок 9.2 – Параметр потока отказов наиболее ненадежных элементов ЮМ-2 (расчетный путь 5)

Большие значения параметра потока отказов участков 1, 3, 13, 15, 16 обусловлены длительным сроком их эксплуатации (более 25 лет) и относительно большой протяженностью этих участков.

Вероятности состояния, соответствующие отказам одного из элементов ТС, рассчитанные по формуле (9.9), приведены в таблице 9.6.

При вычислении вероятностей состояния ТС, кроме срока службы и длины участка, учитывается его диаметр и время восстановления после отказа. Наибольший вклад в состояния ТС с отказами вносят участки 1, 3, 13, 15, 16.

Коэффициенты готовности относительно расчетного уровня теплоснабжения потребителей определяются в соответствии с (11), при этом для каждого потребителя в множество включаются все элементы сети, кроме входящих в путь его снабжения.

Для определения по формуле (9.12) величин - вероятностей безотказного теплоснабжения потребителей по отношению к пониженному уровню сначала рассчитываются температуры наружного воздуха (формулы (9.13) и (9.14)), при которых время восстановления f-го

элемента равно временному резерву j-го потребителя. Эти температуры и продолжительности их стояния (правила и зависимости для их определения изложены в разделе 9.1.2).

Результаты расчета вероятностных показателей надежности для потребителя по адресу по ул. Солнечная, 23:

коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения j-го потребителя K_j=0,7945;

вероятность безотказного теплоснабжения j-го потребителя P_j=0,9225.

Значение вероятности безотказного теплоснабжения соответствует требованиям СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (P_j=0,9), а значение

готовности ниже требований СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (K_j=0,97).

Рекомендуется:

- заменить 1, 3, 13, 15, 16 и другие участки с высокими значениями параметра потока отказов;
- увеличить объем резервирования.

3-я Южная тепломагистраль (Расчетный путь 8)

Расчетный путь 8 для 3-й Южной тепломагистрали начинается от ТЭЦ АО «РИР» и заканчивается потребителем по ул. Ленинградская, 28.

В таблице 9.7 приведены данные для расчета вероятности безотказной работы теплопровода, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 3.

Значения интенсивностей отказов элементов ТС рассчитаны по формулам (9.1 и 9.3) и приведены в таблице 9.7. При этом начальная интенсивность отказов теплопровода $\lambda^{нач}$, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, принята равной фактической 1,2·10-7 1/(км·ч).

Таблица 9.7 – Технические характеристики и показатели надежности элементов ТС (расчетный путь 8)

№ элемента	Начало участка	Длина участка, м	$d_{...}$, м	$\tau^{эксп}$, лет	λ, 1/(км·ч)	ω, 1/ч	Среднее	μ, 1/ч	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f p_f
1	ТРУ	1168,6	1	40	1.0057E-05	1.1753E-05	58.27	1.7160E-02	6.8073E-04
2	Врезка на Иглаково	1811,99	1	40	1.0057E-05	1.8224E-05	58.27	1.7160E-02	1.0555E-03
3	Т6	933,93	1	40	1.0057E-05	9.3928E-06	58.27	1.7160E-02	5.4403E-04
4	ТП-5	2552,51	1	40	1.0057E-05	2.5671E-05	58.27	1.7160E-02	1.4869E-03
5	ТП-3	587,36	1	40	1.0057E-05	5.9072E-06	58.27	1.7160E-02	3.4215E-04
6	УТ-2а	1890	1	40	1.0057E-05	1.9008E-05	58.27	1.7160E-02	1.1010E-03
7	УТ-5	378,44	0,7	40	1.0057E-05	3.8061E-06	39.00	2.5642E-02	1.4752E-04
8	УТ-6	268,08	0,7	40	1.0057E-05	2.6961E-06	39.00	2.5642E-02	1.0450E-04
9	УТ-6а	108,73	0,7	40	1.0057E-05	1.0935E-06	39.00	2.5642E-02	4.2386E-05
10	УТ-7	1052,69	0,7	40	1.0057E-05	1.0587E-05	39.00	2.5642E-02	4.1036E-04
11	УТ-10	291,37	0,6	40	1.0057E-05	2.9304E-06	32.90	3.0392E-02	9.5834E-05
12	УТ-11	175,77	0,25	40	1.0057E-05	1.7678E-06	13.40	7.4617E-02	2.3547E-05
13	УТ-12	263,81	0,25	37	4.1576E-06	1.0968E-06	13.40	7.4617E-02	1.4610E-05
14	УТ-13	110,37	0,25	37	4.1576E-06	4.5887E-07	13.40	7.4617E-02	6.1122E-06
15	УТ-14	41,52	0,125	37	4.1576E-06	1.7262E-07	7.48	1.3372E-01	1.2830E-06
16	К8	59,18	0,125	37	4.1576E-06	2.4605E-07	7.48	1.3372E-01	1.8288E-06
17	К9	43,18	0,1	37	4.1576E-06	1.7952E-07	6.41	1.5611E-01	1.1430E-06
18	К10	49,45	0,1	37	4.1576E-06	2.0559E-07	6.41	1.5611E-01	1.3089E-06
19	К11	43,67	0,1	37	4.1576E-06	1.8156E-07	6.41	1.5611E-01	1.1559E-06
20	К12	46,09	0,1	37	4.1576E-06	1.9162E-07	6.41	1.5611E-01	1.2200E-06
21	К13	39,73	0,1	37	4.1576E-06	1.6518E-07	6.41	1.5611E-01	1.0516E-06
22	К13а	34,44	0,1	37	4.1576E-06	1.4319E-07	6.41	1.5611E-01	9.1162E-07
23	К14	17,85	0,05	37	4.1576E-06	7.4213E-08	4.43	2.2558E-01	3.2698E-07

Примечание. В таблице приведены только те элементы, отказ которых влияет на теплоснабжение данного потребителя (ул. Ленинградская, 28), то есть элементы, входящие в путь его снабжения.

Большие значения интенсивностей отказов большинства участков обусловлены длительным сроком их эксплуатации – более 25 лет. Техническое состояние и условия эксплуатации этих участков следует еще раз проанализировать и на основе этого анализа разработать предложения по замене некоторых из них.

Значения параметра потока отказов элементов ТС рассчитаны по формулам (9.4 и 9.5) и приведены на рисунке 9.3 и таблице 9.7.

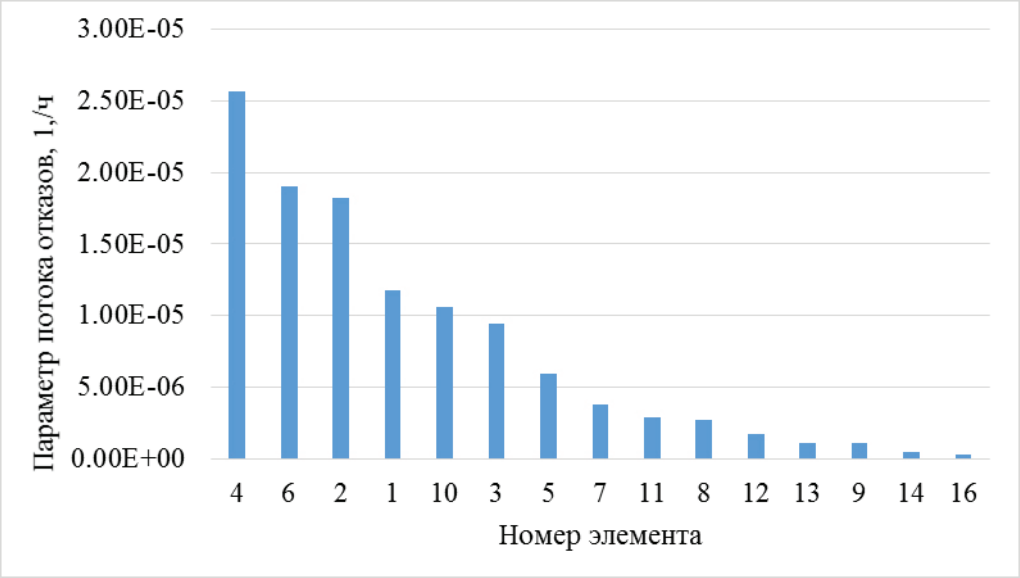


Рисунок 9.3 – Параметр потока отказов наиболее ненадежных элементов ЮМ-3 (расчетный путь 8)

Большие значения параметра потока отказов участков 4, 6, 2 обусловлены длительным сроком их эксплуатации (более 25 лет) и относительно большой протяженностью этих участков.

Вероятности состояния, соответствующие отказам одного из элементов ТС, рассчитанные по формуле (9.9), приведены в таблице 9.7. При вычислении вероятностей состояния ТС, кроме срока службы и длины участка, учитывается его диаметр и время восстановления после отказа. Наибольший вклад в состояния ТС с отказами вносят участки 4, 6, 2.

Коэффициенты готовности относительно расчетного уровня теплоснабжения потребителей определяются в соответствии с (11), при этом для каждого потребителя в множество включаются все элементы сети, кроме входящих в путь его снабжения.

Для определения по формуле (9.12) величин - вероятностей безотказного теплоснабжения потребителей по отношению к пониженному уровню сначала рассчитываются температуры наружного воздуха (формулы 9.13 и 9.15), при которых время восстановления f-го элемента равно временному резерву j-го потребителя. Эти температуры и продолжительности их стояния (правила и зависимости для их определения изложены в разделе 9.1.2).

Результаты расчета вероятностных показателей надежности для потребителя по адресу по ул. Ленинградская, 28:

коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения j-го потребителя K_j=0,9939;
вероятность безотказного теплоснабжения j-го потребителя P_j=0,9233.
Указанные значения соответствуют требованиям СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (K_j=0,97; P_j=0,9).

9.6 Сводные результаты расчетов вероятностных показателей надежности для всех потребителей ТЭЦ АО «РИР»

Аналогично приведенным выше примерам были рассчитаны показатели надежности для остальных потребителей (расчетные пути 2, 3, 4, 6, 7), указанных в таблицах 9.3 и 9.4. Результаты всех расчетов приведены в таблице 9.8 и на рисунках 9.4 и 9.5.

Таблица 9.8 – Показатели надежности для выбранных потребителей

№ п/п	Адрес (магистраль)	Стационарная вероятность рабочего состояния ТС p_0, отн.ед.	Коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения потребителя K_j, отн.ед.	Вероятность безотказного теплоснабжения потребителя P_j, отн.ед.
1	ул. Победы, 2 (1-я Южная маг.)	0,9716	0,9837	0,9256
2	ул. Победы, 10 (1-я Южная маг.)	0,9716	0,9837	0,9256
3	ул. Калинина, 80 (2-я Южная маг.)	0,7659	0,7829	0,915
4	ул. Калинина, 82 (2-я Южная маг.)	0,7659	0,7829	0,916
5	ул. Солнечная, 23 (2-я Южная маг.)	0,7773	0,7945	0,9225
6	ул. Победы, 1 (3-я Южная маг.)	0,99391	0,99397	0,9234
7	ул. Победы, 5 (3-я Южная маг.)	0,99391	0,99397	0,9234
8	ул. Ленинградская, 28 (3-я Южная маг.)	0,99391	0,99397	0,9234

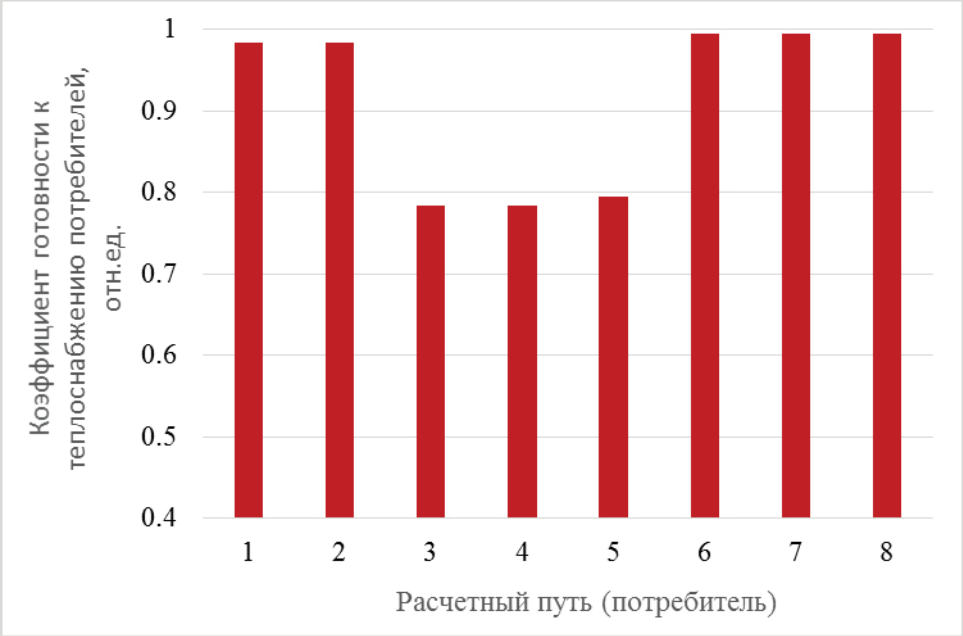


Рисунок 9.4 – Сопоставление коэффициентов готовности K_j с нормативным значением



Рисунок 9.5 – Сопоставление вероятностей P_j с нормативным значением

Анализ результатов расчета показателей надежности, приведенных в таблице 9.8 и рисунках 9.4 и 9.5, показывает, что для потребителей 1 и 3 Южных магистралей значения коэффициента готовности K_j и вероятности безотказного теплоснабжения P_j соответствуют требованиям СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (K_j=0,97; P_j=0,9).

Для потребителей 2 Южной магистрали значение вероятности безотказного теплоснабжения P_j соответствует требованиям СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (P_j=0,9), а значение готовности K_j ниже требований СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (K_j=0,97).

Рекомендации по 2 Южной магистрали

Для приведения показателей надежности (коэффициента готовности) к нормативному уровню необходимо осуществление следующих мероприятий:

- поэтапная замена относительно протяженных участков со сроком службы более 25 лет, характеризующихся высокими значениями параметра потока отказов;
- увеличение объема резервирования.

9.7 Расчет вероятности безотказной работы перспективного состояния схемы теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 г.

При проведении оценки надежности перспективного состояния системы теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года разработчики актуализированной схемы теплоснабжения исходили из того, что 2045 году в ЗАТО Северск будут поэтапно переложены все тепловые сети со сверх нормативным сроком эксплуатации в соответствии с мероприятиями, разработанными в Главе 7 обосновывающих материалов.

Для расчета и подробного анализа вероятности безотказной работы перспективной схемы теплоснабжения были выбраны потребители 2-ой ЮМ. В п. 5.3 было показано, что ряд показателей надежности (коэффициенты готовности) этих потребителей оказались ниже нормативных значений.

При этом рассматривались потребители, являющиеся наиболее удаленными от источников теплоснабжения. Так как нормативная вероятность безотказной работы наиболее удаленных потребителей являются гарантией соблюдения нормативных требований безотказной работы для всех потребителей, находящихся ближе к источнику тепловой энергии.

Пути для расчета приведены в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Расчетные пути для определения вероятности безотказной работы потребителей 2-ой ЮМ

Номер потребителя (расчетного пути)	Расчетный путь для оценки надежности ТС	
	Начальная камера участка	Конечная камера участка
ТЭЦ АО «РИР», потребители г. Северска		
3	ТЭЦ АО «РИР»	Калинина, 80 (2-я Южная маг.)
4	ТЭЦ АО «РИР»	Калинина, 82 (2-я Южная маг.), Гиацинт 1
5	ТЭЦ АО «РИР»	Солнечная, 23 (2-я Южная маг.), Гиацинт 2

2-я Южная тепломагистраль (расчетный путь 5)

Расчетный путь 5 для 2-й Южной тепломагистрали начинается от ТЭЦ АО «РИР» и заканчивается потребителем по ул. Солнечная, 23.

В таблице 9.10 приведены данные для расчета вероятности безотказной работы теплопровода, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2.

Расчет проводится для случая перекладки 75 % (по длине) от всех теплопроводов с ненормативным сроком службы. Это соответствует объему средней ежегодной перекладки указанных тепловых сетей 5-5.5 % в период до 2045 г.

Значения интенсивностей отказов элементов ТС рассчитаны по формулам (9.1 и 9.3) и приведены в таблице 9.10. При этом начальная интенсивность отказов теплопровода $\lambda^{нач}$, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, принята равной фактической 1,2·10-7 1/(км·ч).

Таблица 9.10 – Технические характеристики и показатели надежности элементов ТС (расчетный путь 5)

№ элемента	Начало участка	Длина участка, м	$d_{экв}$, м	$\tau^{эксп}$, лет	λ, 1/(км·ч)	ω, 1/ч	$z^{в}$, ч	μ, 1/ч	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f p_f
1	ТРУ	1116.02	0.7	1	3.8037E-07	4.2451E-07	39.00	2.5642E-02	1.5384E-05
2	Врезка на Иглаково	27.02	0.7	1	3.8037E-07	1.0278E-08	39.00	2.5642E-02	3.7246E-07
3	ТП-1А	850.96	0.7	1	3.8037E-07	3.2368E-07	39.00	2.5642E-02	1.1730E-05
4	ТП-2	402.64	0.7	1	3.8037E-07	1.5315E-07	39.00	2.5642E-02	5.5503E-06
5	Тройник кв. 59	263.61	0.7	1	3.8037E-07	1.0027E-07	39.00	2.5642E-02	3.6338E-06
6	Т6	306.21	0.7	1	3.8037E-07	1.1647E-07	39.00	2.5642E-02	4.2210E-06
7	Тройник кв.60	224.94	0.7	1	3.8037E-07	8.5561E-08	39.00	2.5642E-02	3.1007E-06
8	Тройник кв.61	406.42	0.7	1	3.8037E-07	1.5459E-07	39.00	2.5642E-02	5.6024E-06
9	ТП-5	236.5	0.7	1	3.8037E-07	8.9959E-08	39.00	2.5642E-02	3.2601E-06
10	К1	289.93	0.7	7	2.4000E-07	6.9583E-08	39.00	2.5642E-02	2.5217E-06
11	К7м	148.51	0.7	1	3.8037E-07	5.6489E-08	39.00	2.5642E-02	2.0472E-06
12	ТП-4	425.63	0.7	1	3.8037E-07	1.6190E-07	39.00	2.5642E-02	5.8672E-06
13	Переход	756.03	0.7	50	8.6864E-04	6.5672E-04	39.00	2.5642E-02	2.3799E-02
14	К1	224.52	0.7	1	3.8037E-07	8.5402E-08	39.00	2.5642E-02	3.0950E-06
15	К2	711.36	0.7	1	3.8037E-07	2.7058E-07	39.00	2.5642E-02	9.8059E-06
16	ТП-3	573.02	0.7	1	3.8037E-07	2.1796E-07	39.00	2.5642E-02	7.8990E-06
17	УТ2а	161.18	0.7	1	3.8037E-07	6.1309E-08	39.00	2.5642E-02	2.2218E-06
18	Переход	137.38	0.7	18	2.7471E-07	3.7740E-08	39.00	2.5642E-02	1.3677E-06
19	К2б	69.13	0.7	18	2.7471E-07	1.8991E-08	39.00	2.5642E-02	6.8822E-07
20	К2м	43.08	0.7	18	2.7471E-07	1.1834E-08	39.00	2.5642E-02	4.2888E-07
21	К2в	224.44	0.7	18	2.7471E-07	6.1656E-08	39.00	2.5642E-02	2.2344E-06
22	К2гм	132.98	0.5	18	2.7471E-07	3.6531E-08	27.01	3.7023E-02	9.1693E-07
23	К2м(з)	180.9	0.5	1	3.8037E-07	6.8810E-08	27.01	3.7023E-02	1.7271E-06
24	К3м(з)	208.49	0.5	50	8.6864E-04	1.8110E-04	27.01	3.7023E-02	4.5457E-03
25	К4м	226.95	0.5	50	8.6864E-04	1.9714E-04	27.01	3.7023E-02	4.9482E-03
26	К5ам	9.12	0.5	50	8.6864E-04	7.9220E-06	27.01	3.7023E-02	1.9884E-04
27	К5бм	363.01	0.5	50	8.6864E-04	3.1533E-04	27.01	3.7023E-02	7.9147E-03
28	К6м	194.52	0.5	50	8.6864E-04	1.6897E-04	27.01	3.7023E-02	4.2411E-03
29	К7м(з)	188.88	0.5	50	8.6864E-04	1.6407E-04	27.01	3.7023E-02	4.1182E-03
36	К7ам	52.33	0.125	49	4.8880E-04	2.5579E-05	7.48	1.3372E-01	1.7776E-04
37	К1	62.38	0.125	1	3.8037E-07	2.3728E-08	7.48	1.3372E-01	1.6489E-07
39	К2	41.57	0.125	49	4.8880E-04	2.0319E-05	7.48	1.3372E-01	1.4121E-04
41	К3	8.18	0.08	1	3.8037E-07	3.1115E-09	5.59	1.7905E-01	1.6149E-08

Примечание. В таблице приведены только те элементы, отказ которых влияет на теплоснабжение данного потребителя (ул. Солнечная, 23), то есть элементы, входящие в путь его снабжения.

Большинство участков после перекладки будут иметь небольшие значения интенсивности отказов, в отличие от участков с ненормативным сроком службы 13, 24-29. Большие значения интенсивностей отказов указанных участков обусловлены длительным сроком их эксплуатации – более 25 лет. Техническое состояние и условия эксплуатации этих участков следует еще раз проанализировать и на основе этого анализа разработать предложения по замене некоторых из них.

Значения параметра потока отказов элементов ТС рассчитаны по формулам (9.4 и 9.5) и приведены на рисунке 9.6 и таблице 9.10.

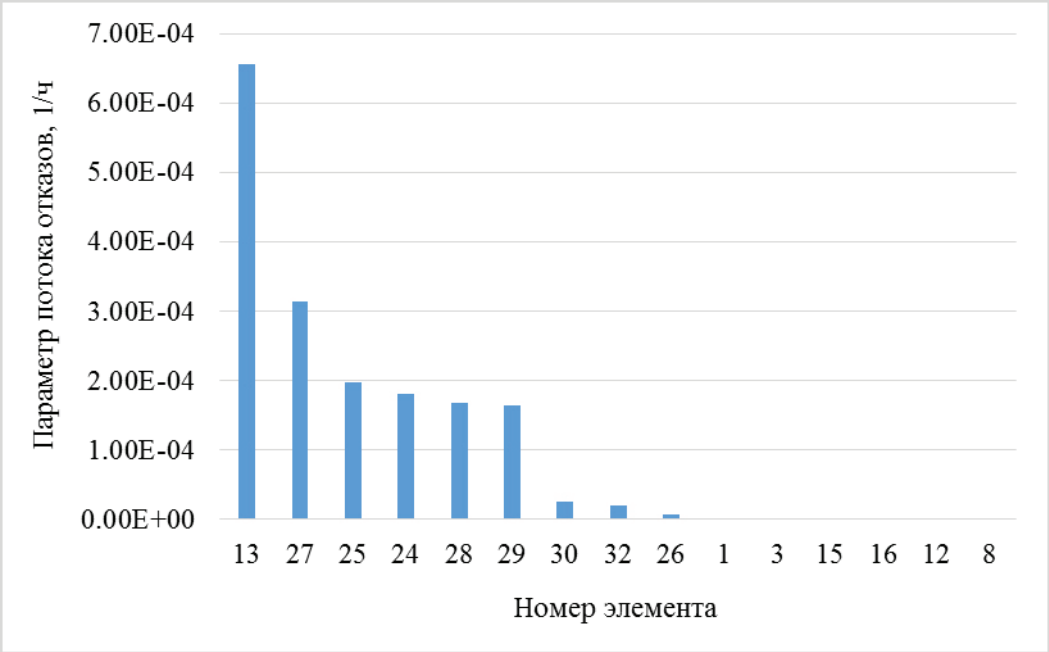


Рисунок 9.6 – Параметр потока отказов наиболее ненадежных элементов ЮМ-2 (расчетный путь 5)

Большинство участков после перекладки будут иметь небольшие значения параметра потока отказов, в отличие от участков с ненормативным сроком службы 13, 24-29. Большие значения параметра потока отказов указанных участков обусловлены длительным сроком их эксплуатации (более 25 лет) и относительно большой протяженностью этих участков.

Вероятности состояния, соответствующие отказам одного из элементов ТС, рассчитанные по формуле (9.9), приведены в таблице 9.10.

При вычислении вероятностей состояния ТС, кроме срока службы и длины участка, учитывается его диаметр и время восстановления после отказа. Наибольший вклад в состояния ТС с отказами вносят участки 33, 30, 31, 32.

Коэффициенты готовности относительно расчетного уровня теплоснабжения потребителей определяются в соответствии с формулой (9.11), при этом для каждого потребителя в множество включаются все элементы сети, кроме входящих в путь его снабжения.

Для определения по формуле (9.12) величин - вероятностей безотказного теплоснабжения потребителей по отношению к пониженному уровню сначала рассчитываются температуры наружного воздуха (формулы 9.13 и 9.14), при которых время восстановления f-го элемента равно временному резерву j-го потребителя. Эти температуры и продолжительности их стояния (правила и зависимости для их определения изложены в разделе 9.1.2).

Результаты расчета вероятностных показателей надежности для потребителя по адресу по ул. Солнечная, 23 в случае перекладки 75 % (по длине) от всех теплопроводов с ненормативным сроком службы:

коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения j-го потребителя K_j=0,95;

вероятность безотказного теплоснабжения j-го потребителя P_j=0,96.

Значение вероятности безотказного теплоснабжения соответствует требованиям СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (P_j=0,9), а значение

коэффициента готовности незначительно ниже требований СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (K_j=0,97).

Рекомендуется:

заменить остальные участки (13, 24-29) с высокими значениями параметра потока отказов;

увеличить объем резервирования.

Были проведены дополнительные расчеты показателей надежности потребителей 2-ой Южной тепломагистрали при разных объемах перекладки теплопроводов. Результаты этих расчетов представлены на рис. 9.7 и 9.8. Из данных рисунков видно, что нормативный уровень коэффициента готовности к теплоснабжению потребителей может быть достигнут при объеме перекладки 80-85% или при увеличении

объема резервирования до $\varphi_k^{ав} = 0{,}9 \ldots 0{,}95$.

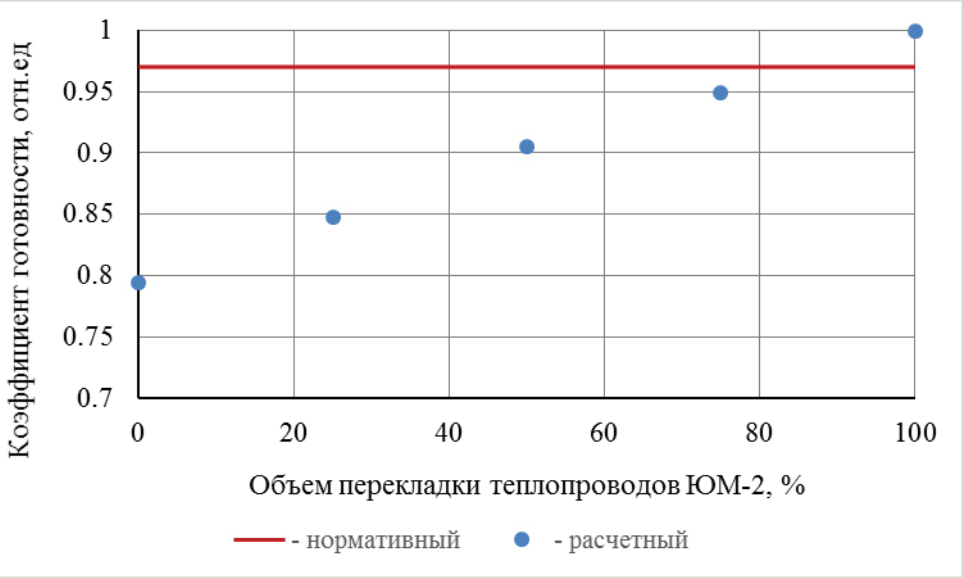


Рисунок 9.7 – Зависимость коэффициента готовности к теплоснабжению конечных потребителей от объема перекладки теплопроводов ЮМ-2 (объем резервирования 0,7)

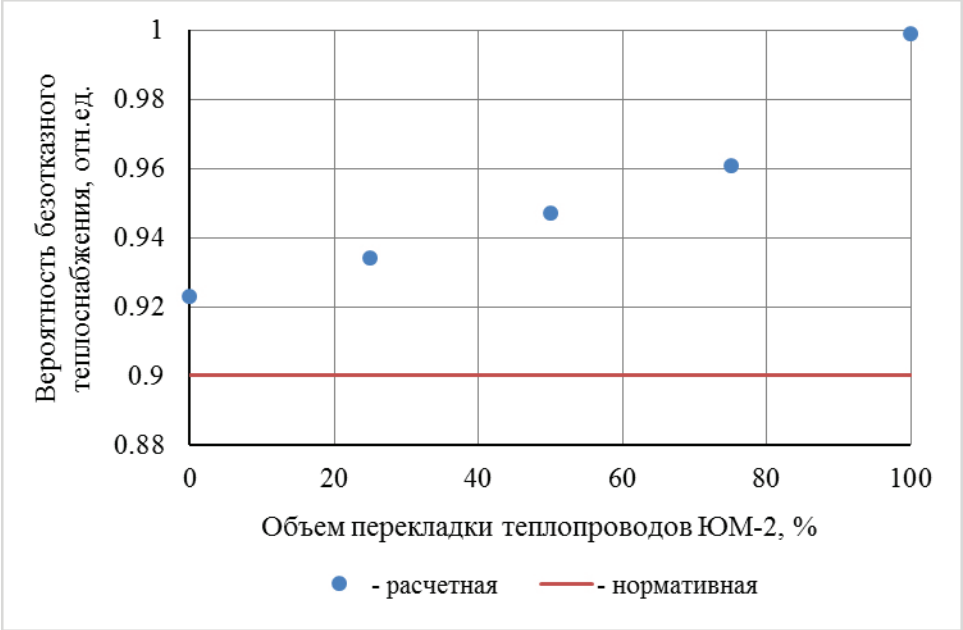


Рисунок 9.8 – Вероятность безотказного теплоснабжения конечных потребителей от объема перекладки теплопроводов ЮМ-2 (объем резервирования 0,7)

9.8 Расчет показателей надежности тепловых сетей в зоне действия котельных

Расчет показателей надежности тепловых сетей ООО «Уют Орловка»

Для тепловых сетей эксплуатирующихся ООО «Уют Орловка» источником теплоты является котельная п. Орловка с присоединенной тепловой нагрузкой 0,716 Гкал/ч. Расчетная температура наружного воздуха: $t_{нар}$ = -39 °С. Продолжительность отопительного периода: $r_{от}$ = 5592 ч = 233 суток = 0,639 года. Средняя температура отопительного периода: $t_{ср}$ = 7,8 °С. Тепловая энергия подается потребителям по двухтрубным водяным ТС, проложенным преимущественно в непроходных каналах. ТС тупиковая без колец.

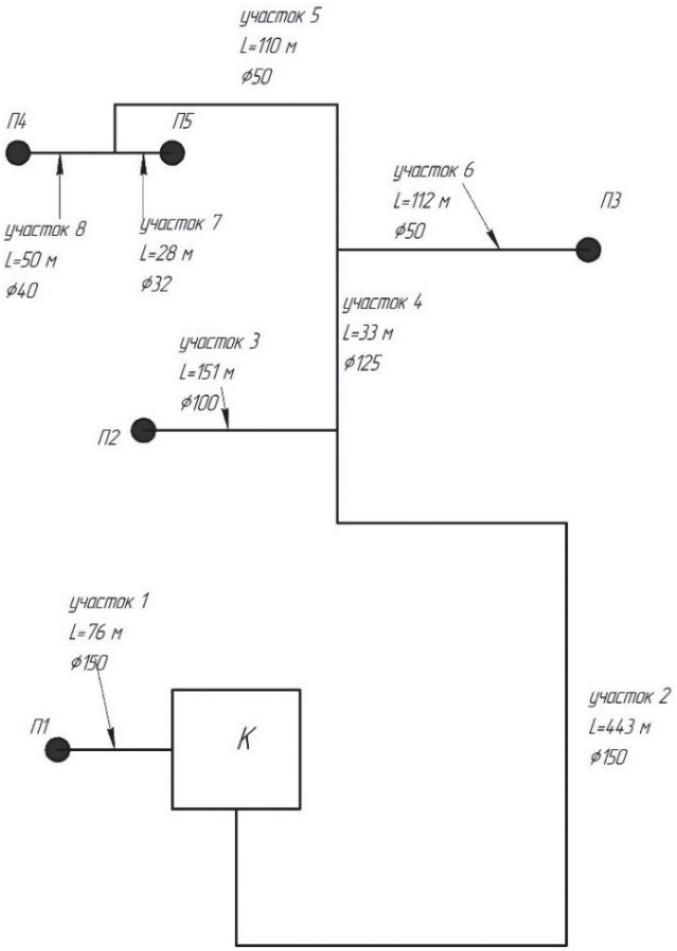


Рисунок 9.9 – Принципиальная схема системы теплоснабжения ООО «Уют Орловка»

Принципиальная схема ТС, приведенная на рисунке 9.9, включает 8 участков, 5 потребителей: П1, П2, П3, П4, П5. Результаты расчетов показателей надежности элементов схемы представлены в таблице 9.11.

Срок эксплуатации элементов ТС ООО «Уют Орловка» составляет от 5-16 лет (таблица 9.11), поэтому интенсивность отказов элементов тепловой схемы осталась неизменной и равной начальной $\lambda^{нач} = 1{,}14 \cdot 10^{-5}$ 1/(км*ч) для двухтрубной системы. Значения параметра потока отказов элементов ТС, приведены на рисунке 9.10 и в таблице 9.11.

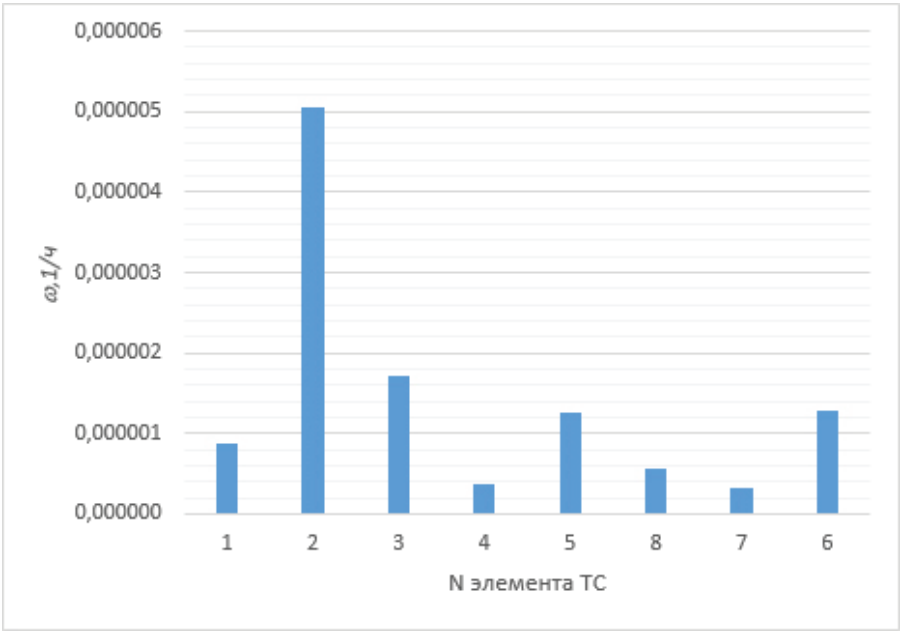


Рисунок 9.10 – Параметр потока отказов ТС ООО «Уют Орловка»

Наиболее высокое значение параметра потока отказов наблюдается на участке № 2, так как он имеет наибольшую протяженность.
При вычислении вероятностей состояния ТС (таблица 9.11), кроме срока службы и длины участка, учитывается его диаметр и время восстановления после отказа. Наибольший вклад в состояния ТС с отказами вносят участки 2 и 3.

Таблица 9.11 – Вероятности безотказной работы трубопроводов тепловых сетей ООО «Уют Орловка»

№ элемента	Длина участка	dвн	$\tau^{лет}$	λ¤	ω¤	$z^{ч}$	μ¤	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
F	м	М	лет	1/(км*ч)	1/ч	ч	1/ч	p_f
1	1	0,15	16	1,14E-05	8,66E-07	8,597	0,11632	0,00000745
2	2	0,15	16	1,14E-05	5,05E-06	8,597	0,11632	0,00004341
3	3	0,1	16	1,14E-05	1,72E-06	6,407	0,15608	0,00001103
4	4	0,125	16	1,14E-05	3,76E-07	7,480	0,13369	0,00000281
5	5	0,05	16	1,14E-05	1,25E-06	4,434	0,22554	0,00000556
6	8	0,04	16	1,14E-05	5,7E-07	4,077	0,24530	0,00000232
7	7	0,032	16	1,14E-05	3,19E-07	3,803	0,26293	0,00000121
8	6	0,05	5	1,14E-05	1,28E-06	4,434	0,22554	0,00000566

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей приведены в таблице 9.12.

Таблица 9.12 – Показатели надежности теплоснабжения потребителей ООО «Уют-Орловка»

№ Потребителя	Нагрузка отопления, q_j^p	βj	$t^{в}_{j_{min}}$,	P_j	K_j
J	Гкал/ч	ч	°С	-	-
П1	0.351	60	12	0,998625	0,999993
П2	0.351	60	12	0,992006	0,999946
П3	0.351	60	12	0,991988	0,999948
П4	0.351	60	12	0,991988	0,999946
П5	0.351	60	12	0,991988	0,999947

Таким образом, поскольку рассматриваемая ТС имеет небольшие масштабы (присоединенная нагрузка, радиусы теплоснабжения, диаметры головных участков), нормативные требования к надежности теплоснабжения потребителей обеспечиваются, как для расчетного, так и для пониженного уровня теплоснабжения.

Расчет показателей надежности тепловых сетей МКР «СВК»

Для тепловых сетей, эксплуатирующихся МКП «СВК», источником теплоты является котельная по ул. Камышка п. Самусь с присоединенной тепловой нагрузкой 1,1696 Гкал/ч. Расчетная температура наружного воздуха: $t_{нар}$ = -39 °С. Продолжительность отопительного периода: rот = 5592 ч = 233 суток = 0,639 года. Средняя температура отопительного периода: $t_{ср}$ = 7,8 °С. Тепловая энергия подается потребителям по двухтрубным водяным ТС, проложенным преимущественно в непроходных каналах. ТС тупиковая без колец. Общая длина сети 2,220 км. Схема ТС, приведенная на рисунке 9.11, включает 34 участка, 29 потребителей: П1-П29. Результаты расчетов показателей надежности элементов тепловых сетей МКП «СВК» приведены в таблице 9.13.

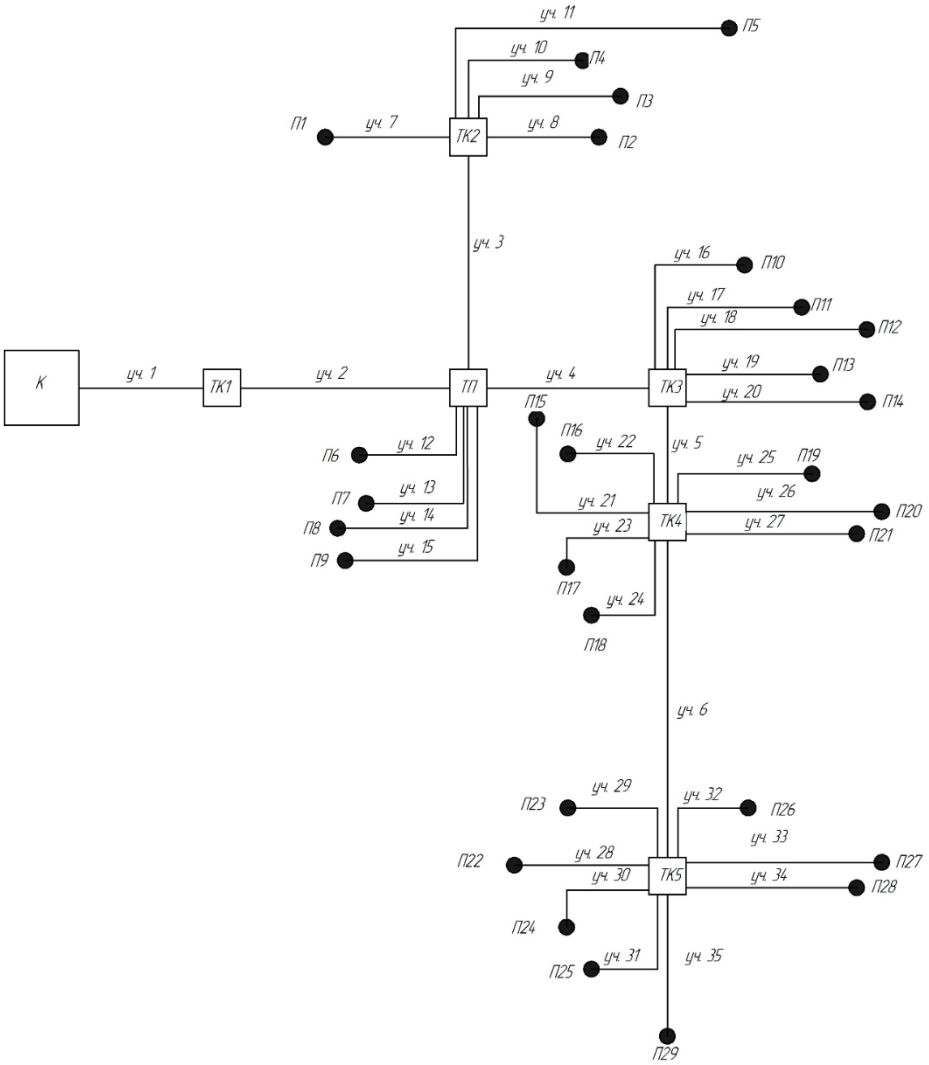


Рисунок 9.11 – Принципиальная схема системы теплоснабжения котельной по ул. Камышка п. Самусь

Статистические данные по отказам элементов ТС отсутствуют, поэтому интенсивности отказов участков сети со сроком эксплуатации не более 25 лет определялись при начальной интенсивности отказов теплопроводов $\lambda^{нач}$ = 5,7 10-6 1/км·ч.

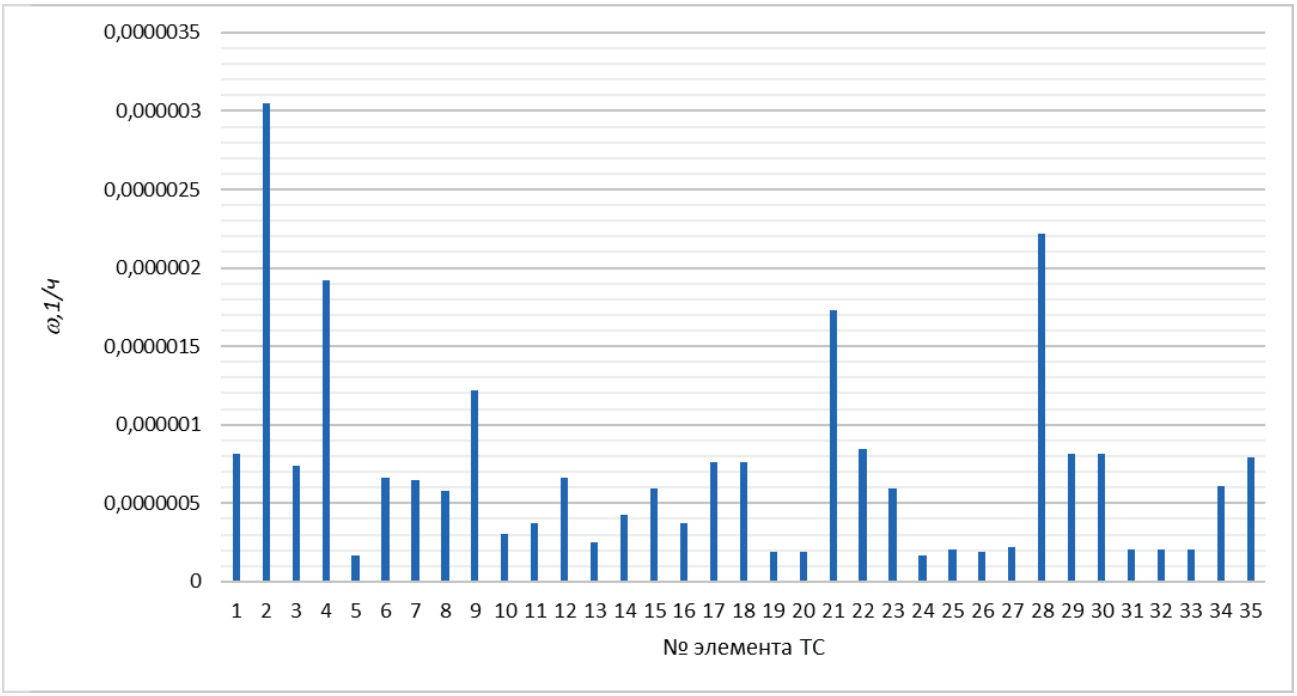


Рисунок 9.12 – Параметр потока отказов ТС МКП «СВК»

Наиболее высокое значение параметра потока отказов (рис. 9.12) наблюдается на участке №2, так как он имеет наибольшую протяженность и относительно большой диаметр трубопровода со сроком эксплуатации 25 лет. Необходимо отметить, что участки 4, 21 и 28 имеют наибольшие значения вероятности отказов.

Наибольший вклад в состояния ТС с отказами вносят участки 2, 4, 21 и 28 с наибольшими интенсивностями и потоками отказов.

Таблица 9.13 – Вероятности безотказной работы трубопроводов тепловых сетей МКП «СВК»

№ элемента	Длина участка	dвн	$\tau^{экспл}$	λ¤	ω¤	z^*	μ¤	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	М	лет	1/(км*ч)	1/ч	ч	1/ч	p_f
1	36	0,159	25	2,26E-05	8,12E-07	9,008	0,111	7,32E-06
2	135	0,108	25	2,26E-05	3,05E-06	6,745	0,148	2,05E-05
3	43,5	0,108	22	1,69E-05	7,37E-07	6,745	0,148	4,97E-06
4	113,5	0,108	22	1,69E-05	1,92E-06	6,745	0,148	1,3E-05
5	10	0,089	22	1,69E-05	1,69E-07	5,951	0,168	1,01E-06
6	39	0,089	22	1,69E-05	6,61E-07	5,951	0,168	3,93E-06
7	38	0,089	22	1,69E-05	6,44E-07	5,951	0,168	3,83E-06
8	34	0,076	22	1,69E-05	5,76E-07	5,427	0,184	3,12E-06
9	72	0,057	22	1,69E-05	1,22E-06	4,693	0,213	5,72E-06
10	18	0,045	22	1,69E-05	3,05E-07	4,253	0,235	1,3E-06
11	22	0,059	22	1,69E-05	3,73E-07	4,768	0,210	1,78E-06
12	39	0,038	22	1,69E-05	6,61E-07	4,007	0,250	2,65E-06
13	15	0,038	22	1,69E-05	2,54E-07	4,007	0,250	1,02E-06
14	25	0,059	22	1,69E-05	4,23E-07	4,768	0,210	2,02E-06
15	35	0,032	22	1,69E-05	5,93E-07	3,803	0,263	2,25E-06
16	22	0,089	22	1,69E-05	3,73E-07	5,951	0,168	2,22E-06
17	45	0,057	22	1,69E-05	7,62E-07	4,693	0,213	3,58E-06
18	45	0,045	22	1,69E-05	7,62E-07	4,253	0,235	3,24E-06
19	11	0,045	22	1,69E-05	1,86E-07	4,253	0,235	7,92E-07
20	11	0,045	22	1,69E-05	1,86E-07	4,253	0,235	7,92E-07
21	102	0,057	22	1,69E-05	1,73E-06	4,693	0,213	8,11E-06
22	50	0,045	22	1,69E-05	8,47E-07	4,253	0,235	3,6E-06
23	35	0,045	22	1,69E-05	5,93E-07	4,253	0,235	2,52E-06
24	10	0,045	22	1,69E-05	1,69E-07	4,253	0,235	7,2E-07
25	12	0,045	22	1,69E-05	2,03E-07	4,253	0,235	8,64E-07
26	11	0,045	22	1,69E-05	1,86E-07	4,253	0,235	7,92E-07
27	13	0,045	22	1,69E-05	2,2E-07	4,253	0,235	9,36E-07
28	131	0,057	22	1,69E-05	2,22E-06	4,693	0,213	1,04E-05
29	48	0,045	22	1,69E-05	8,13E-07	4,253	0,235	3,46E-06
30	48	0,045	22	1,69E-05	8,13E-07	4,253	0,235	3,46E-06
31	12	0,045	22	1,69E-05	2,03E-07	4,253	0,235	8,64E-07
32	12	0,045	22	1,69E-05	2,03E-07	4,253	0,235	8,64E-07
33	12	0,045	22	1,69E-05	2,03E-07	4,253	0,235	8,64E-07
34	36	0,045	22	1,69E-05	6,1E-07	4,253	0,235	2,59E-06
35	46,8	0,045	22	1,69E-05	7,93E-07	4,253	0,235	3,37E-06

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей приведены в таблице 9.14.

Таблица 9.14 – Показатели надежности теплоснабжения потребителей МКП «СВК»

№ Потребителя	βj	$t^*_{j_{min}}$,	P_j	K_j
J	ч	°С	-	-
П1	60	12	0,998155	0,999963
П2	60	12	0,998177	0,999964
П3	60	12	0,998177	0,999961
П4	60	12	0,998177	0,999966
П5	60	12	0,998177	0,999965
П6	60	12	0,998356	0,999969
П7	60	12	0,998356	0,999971
П8	60	12	0,998356	0,99997
П9	60	12	0,998356	0,99997
П10	60	12	0,997877	0,999957
П11	60	12	0,99789	0,999956
П12	60	12	0,99789	0,999956
П13	60	12	0,99789	0,999958
П14	60	12	0,99789	0,999958
П15	60	12	0,997884	0,99995
П16	60	12	0,997884	0,999955
П17	60	12	0,997884	0,999956
П18	60	12	0,997884	0,999957
П19	60	12	0,997884	0,999957
П20	60	12	0,997884	0,999957
П21	60	12	0,997884	0,999957
П22	60	12	0,997861	0,999944
П23	60	12	0,997861	0,999951
П24	60	12	0,997861	0,999951
П25	60	12	0,997861	0,999953
П26	60	12	0,997861	0,999953
П27	60	12	0,997861	0,999953
П28	60	12	0,997861	0,999952
П29	60	12	0,997861	0,999951

Сопоставление полученных значений показателей надежности с нормативными значениями ($K_{норм} = 0,97$; $P_{норм} = 0,9$) показывает, что показатели надежности сети, эксплуатирующийся организацией ООО «Сети -П», для всех потребителей существенно выше нормативных значений.

Таким образом, поскольку рассматриваемая ТС, принадлежащая МКП «СВК», имеет небольшие масштабы (присоединенная нагрузка, радиусы теплоснабжения, диаметры головных участков), нормативные требования к надежности теплоснабжения потребителей обеспечиваются, как для расчетного, так и для пониженного уровня теплоснабжения.

Расчет показателей надежности тепловых сетей МКП «СВК»

Источником теплоты является центральная отопительная котельная п. Самусь с присоединенной тепловой нагрузкой 15,6806 Гкал/ч. Расчетная температура наружного воздуха: $t_{нар}$ = -39 °С. Продолжительность отопительного периода: гот = 5592 ч = 233 суток = 0,639 года. Средняя температура отопительного периода: $t_{ср}$ = 7,8 °С. Схема ТС, приведенная на рисунке 9.13, включает 64 участка, 34 потребителей: П1-П34. Показатели надежности элементов тепловых сетей МКП «СВК» приведены в таблице 9.15.

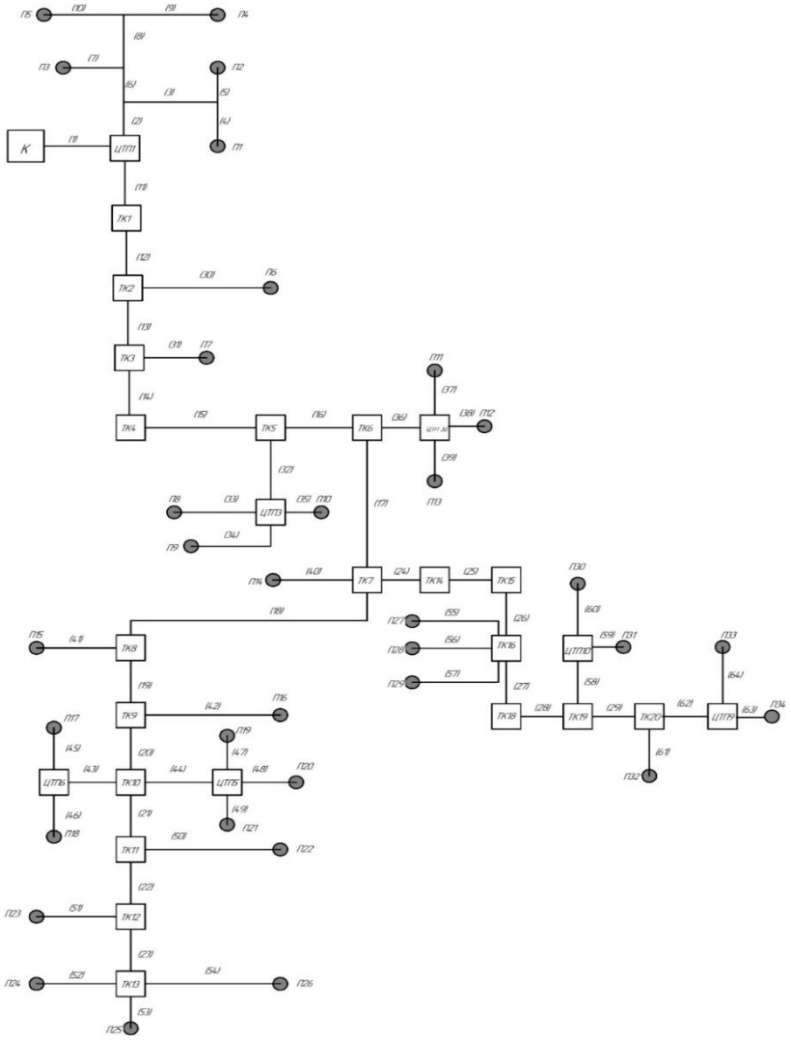


Рисунок 9.13 – Принципиальная схема системы теплоснабжения МКП «СВК»

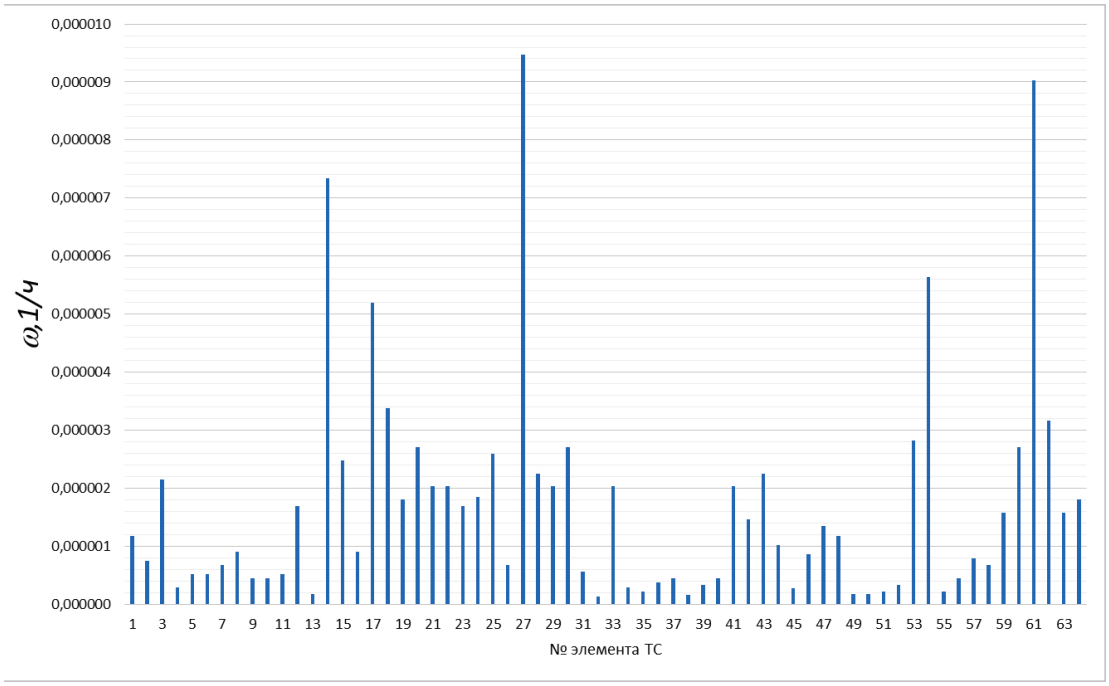


Рисунок 9.14 – Параметр потока отказов ТС МКП «СВК»

Наиболее высокое значение параметра потока отказов (рис. 9.14) наблюдается на участках № 27 и 61, так как они имеют наибольшую протяженность и относительно большой диаметр трубопровода со сроком эксплуатации 25 лет. Необходимо отметить, что участки ТС 14, 17, 53 и 54 имеют относительно высокие значения параметра потока отказов.

Таблица 9.15 – Вероятности безотказной работы трубопроводов тепловых сетей МКП «СВК»

№ элемента	Длина участка	dвн	$\tau^{эксп}$	λ¤	ω¤	$z^{в}$	μ¤	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км*ч)	1/ч	ч	1/ч	p_f
1	52	0,325	25	2,26E-05	1,17E-06	17,29	0,058	0,0000203
2	33	0,114	25	2,26E-05	7,45E-07	7,00	0,143	0,0000052
3	95	0,076	25	2,26E-05	2,14E-06	5,43	0,184	0,0000116
4	13	0,057	25	2,26E-05	2,93E-07	4,69	0,213	0,0000014
5	23	0,057	25	2,26E-05	5,19E-07	4,69	0,213	0,0000024
6	23	0,114	25	2,26E-05	5,19E-07	7,00	0,143	0,0000036
7	30	0,032	25	2,26E-05	6,77E-07	3,80	0,263	0,0000026
8	40	0,114	25	2,26E-05	9,03E-07	7,00	0,143	0,0000063
9	20	0,057	25	2,26E-05	4,51E-07	4,69	0,213	0,0000021
10	20	0,057	25	2,26E-05	4,51E-07	4,69	0,213	0,0000021
11	23	0,325	25	2,26E-05	5,19E-07	17,29	0,058	0,0000090
12	75	0,325	25	2,26E-05	1,69E-06	17,29	0,058	0,0000292
13	8	0,325	25	2,26E-05	1,81E-07	17,29	0,058	0,0000031
14	325	0,325	25	2,26E-05	7,33E-06	17,29	0,058	0,0001266
15	110	0,325	25	2,26E-05	2,48E-06	17,29	0,058	0,0000429
16	40	0,325	25	2,26E-05	9,03E-07	17,29	0,058	0,0000156
17	230	0,325	25	2,26E-05	5,19E-06	17,29	0,058	0,0000896
18	150	0,273	25	2,26E-05	3,38E-06	14,57	0,069	0,0000493
19	80	0,219	25	2,26E-05	1,81E-06	11,86	0,084	0,0000214
20	120	0,219	25	2,26E-05	2,71E-06	11,86	0,084	0,0000321
21	90	0,219	25	2,26E-05	2,03E-06	11,86	0,084	0,0000241
22	90	0,219	25	2,26E-05	2,03E-06	11,86	0,084	0,0000241
23	75	0,219	25	2,26E-05	1,69E-06	11,86	0,084	0,0000201
24	82	0,273	25	2,26E-05	1,85E-06	14,57	0,069	0,0000269
25	115	0,273	25	2,26E-05	2,59E-06	14,57	0,069	0,0000378
26	30	0,273	25	2,26E-05	6,77E-07	14,57	0,069	0,0000099
27	420	0,273	25	2,26E-05	9,48E-06	14,57	0,069	0,0001379
28	100	0,273	25	2,26E-05	2,26E-06	14,57	0,069	0,0000328
29	90	0,273	25	2,26E-05	2,03E-06	14,57	0,069	0,0000296
30	120	0,114	25	2,26E-05	2,71E-06	7,00	0,143	0,0000189
31	25	0,133	25	2,26E-05	5,64E-07	7,83	0,128	0,0000044
32	6	0,114	25	2,26E-05	1,35E-07	7,00	0,143	0,0000009
33	90	0,089	25	2,26E-05	2,03E-06	5,95	0,168	0,0000121
34	13	0,032	25	2,26E-05	2,93E-07	3,80	0,263	0,0000011
35	10	0,057	25	2,26E-05	2,26E-07	4,69	0,213	0,0000011
36	17	0,114	25	2,26E-05	3,84E-07	7,00	0,143	0,0000027
37	20	0,048	25	2,26E-05	4,51E-07	4,36	0,229	0,0000020
38	7	0,048	25	2,26E-05	1,58E-07	4,36	0,229	0,0000007
39	15	0,048	25	2,26E-05	3,38E-07	4,36	0,229	0,0000015
40	20	0,114	25	2,26E-05	4,51E-07	7,00	0,143	0,0000032
41	90	0,219	25	2,26E-05	2,03E-06	11,86	0,084	0,0000241
42	65	0,133	25	2,26E-05	1,47E-06	7,83	0,128	0,0000115
43	100	0,159	25	2,26E-05	2,26E-06	9,01	0,111	0,0000203
44	45	0,089	25	2,26E-05	1,02E-06	5,95	0,168	0,0000060
45	12	0,048	25	2,26E-05	2,71E-07	4,36	0,229	0,0000012
46	38	0,114	25	2,26E-05	8,57E-07	7,00	0,143	0,0000060
47	60	0,032	25	2,26E-05	1,35E-06	3,80	0,263	0,0000051
48	52	0,089	25	2,26E-05	1,17E-06	5,95	0,168	0,0000070
49	8	0,027	25	2,26E-05	1,81E-07	3,64	0,275	0,0000007
50	8	0,114	25	2,26E-05	1,81E-07	7,00	0,143	0,0000013
51	10	0,114	25	2,26E-05	2,26E-07	7,00	0,143	0,0000016
52	15	0,114	25	2,26E-05	3,38E-07	7,00	0,143	0,0000024
53	125	0,133	25	2,26E-05	2,82E-06	7,83	0,128	0,0000221
54	250	0,159	25	2,26E-05	5,64E-06	9,01	0,111	0,0000508
55	10	0,027	25	2,26E-05	2,26E-07	3,64	0,275	0,0000008
56	20	0,032	25	2,26E-05	4,51E-07	3,80	0,263	0,0000017
57	35	0,114	25	2,26E-05	7,90E-07	7,00	0,143	0,0000055
58	30	0,159	25	2,26E-05	6,77E-07	9,01	0,111	0,0000061
59	70	0,076	25	2,26E-05	1,58E-06	5,43	0,184	0,0000086
60	120	0,114	25	2,26E-05	2,71E-06	7,00	0,143	0,0000189
61	400	0,219	25	2,26E-05	9,03E-06	11,86	0,084	0,0001069
62	140	0,219	25	2,26E-05	3,16E-06	11,86	0,084	0,0000374
63	70	0,089	25	2,26E-05	1,58E-06	5,95	0,168	0,0000094
64	80	0,114	25	2,26E-05	1,81E-06	7,00	0,143	0,0000126

Результаты расчета показателей надежности (коэффициенты готовности и вероятности безотказного теплоснабжения потребителей) теплоснабжения потребителей приведены в таблице 9.16.

Таблица 9.16 – Показатели надежности теплоснабжения потребителей МКП «СВК»

№ потребителя	βj	$t^{*}_{j_{min,kas}}$,	P_j	K_j
j	ч	°С	-	-
П1	60	12	0,995771	0,999957
П2	60	12	0,995771	0,999956
П3	60	12	0,9956	0,999964
П4	60	12	0,995303	0,999958
П5	60	12	0,995303	0,999958
П6	60	12	0,987668	0,999918
П7	60	12	0,987586	0,99993
П8	60	12	0,955396	0,999752
П9	60	12	0,955465	0,999763
П10	60	12	0,955465	0,999763
П11	60	12	0,952458	0,999745
П12	60	12	0,952458	0,999746
П13	60	12	0,952458	0,999745
П14	60	12	0,935771	0,999656
П15	60	12	0,922984	0,999586
П16	60	12	0,922548	0,999577
П17	60	12	0,915852	0,999535
П18	60	12	0,915592	0,999531
П19	60	12	0,918123	0,999546
П20	60	12	0,918085	0,999544
П21	60	12	0,918123	0,99955
П22	60	12	0,91417	0,999532
П23	60	12	0,910242	0,999507
П24	60	12	0,906959	0,999486
П25	60	12	0,905405	0,999467
П26	60	12	0,901381	0,999438
П27	60	12	0,938815	0,999674
П28	60	12	0,938815	0,999673
П29	60	12	0,93857	0,999669
П30	60	12	0,906534	0,999479
П31	60	12	0,907347	0,999489
П32	60	12	0,885752	0,999367
П33	60	12	0,896265	0,999424
П34	60	12	0,89675	0,999427

Из таблицы 9.16 видно, что коэффициенты готовности удовлетворяет нормативному ( ) значению для всех потребителей.
Сопоставление полученных значений вероятностей безотказного теплоснабжения (рис. 6.18) с нормативным значением ( ) показывает, что для трех наиболее удаленных от источника потребителей (П32-П34) условия надежной работы ТС ( ) нарушается. Для повышения показателей необходимо провести резервирование сети, что увеличит временной резерв потребителей и приведет к выполнению условий надежной работы данной сети.

9.9 Выводы и предложения по тепловым сетям

Как показывают приведенные в настоящем приложении расчеты вероятность безотказной работы основных тепловых магистралей (1 и 3-я Южные тепломагистрали) существующей системы теплоснабжения ЗАТО Северск в основном соответствует нормативным требованиям по надежности.
Для 2-й магистрали один из вероятностных показателей надежности (коэффициент готовности) имеет значение меньше нормативного.
Основная причина этого – ненормативный срок эксплуатации большей части трубопроводов. При сроке эксплуатации свыше 25 лет расчетный параметр потока отказов резко возрастает и, соответственно, вероятность безотказной работы резко снижается. Общий по ЗАТО Северск уровень износа тепловых сетей составляет 90,52%.
Также на снижение показателей надежности влияют недостаточный объем резервирования головных участков магистральных тепловых сетей и большая протяженность тепловых магистралей.
Как показали расчеты, мероприятий по перекладке участков тепловой сети с большим потоком отказов (сети с высокой степенью износа) бывает недостаточно для обеспечения нормативных показателей надежности.
На основании вышеизложенного рекомендуется рассмотреть следующие мероприятия, способствующие повышению надужности:
- введение или увеличение объема резервирования сети путем устройства аварийных перемычек;
- снижение времени восстановления теплоснабжения после отказов;
- секционирование сети.

При рассмотрении данных вариантов в отношении тепловых сетей ЗАТО Северск наиболее целесообразными оказались мероприятия по увеличению объема резервирования путем устройства аварийных перемычек между тепломагистралями головных участков тепловой сети, так как данные мероприятия могут быть выполнены совместно с мероприятиями по перекладке трубопроводов в связи превышением срока эксплуатации.
С учетом представленных выше результатов анализа были сформированы предложения по реконструкции трубопроводов тепловых сетей с целью повышения показателей вероятности безотказной работы потребителей до нормативной величины, требуемой в СНиП 41-02-2003.

ЧАСТЬ 10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

10.1 Технико-экономические показатели работы ТЭС г. Северска

Основные технико-экономические показатели приводятся по следующим теплоснабжающим и теплосетевым организациям:
- ТЭЦ АО «РИР» г. Северск;
- ОАО ТС г. Северск;
- МКП «СВК» п. Самусь;
- ООО «Уют Орловка» п. Орловка.

В 2024 году от источников с комбинированной выработкой энергии АО «РИР» отпущено 1978,1 тыс. Гкал.

В таблице 10.1 приведены суммарные значения отпуска тепловой энергии всеми энергоисточниками ЗАТО Северск. В 2024 г. ТЭЦ обеспечивали 97,4 % отпуска тепловой энергии.

Таблица 10.1 – Отпуск тепловой энергии энергоисточниками ЗАТО Северск в 2024 г.

Наименование	тыс. Гкал/год
Всего отпущено тепловой энергии в т.ч.	1 978 134,3
- от ТЭЦ АО «РИР»	1 927 502,4
- от котельных	50 631,9

10.1.1 Выработка и отпуск электроэнергии на ТЭС г. Северска

В таблице 10.2 и на рисунке 10.1 представлены ретроспективные данные по выработке и отпуску электроэнергии от ТЭЦ г. Северска.

Таблица 10.2 – Выработка и отпуск электроэнергии от ТЭЦ АО «РИР» г. Северск в 2020–2024 гг., млн. кВт*ч

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Выработано электроэнергии всего, в т.ч.:	Млн. кВт*ч	971,653	957,315	1102,039	1 198,060	1 212,913
в теплофикационном режиме	Млн. кВт*ч	528,192	487,915	541,992	574,080	614,728
в конденсационном режиме	Млн. кВт*ч	443,461	469,400	560,047	623,980	598,185
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	Млн. кВт*ч	248,061	241,102	217,455	214,800	228,949
Всего отпущено с шин ТЭЦ	Млн. кВт*ч	723,592	716,212	884.584	983,270	983,964

Выработка электроэнергии за 2024 год ТЭЦ ЗАТО Северск составила 1 212,9 млн. кВтч. По сравнению с фактом 2023 года выработка электроэнергии увеличилась на 1,2 %. Это связано с работой ТЭС АО «РИР» согласно заданному диспетчерскому графику.

10.1.2 Отпуск тепловой энергии источника АО «РИР»

В таблице 10.2 представлены ретроспективные данные по отпуску тепловой энергии от источника АО «РИР».

Таблица 10.2 – Отпуск тепловой энергии от источника АО «РИР» в г. Северск в 2020–2024 гг., тыс. Гкал

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
АО «РИР»	Тыс. Гкал	1979,667	2137,667	2007,021	1909,440	1927,502

В рассматриваемый период наибольший отпуск тепловой энергии отмечен в 2021 году, в целом по периоду среднегодовой отпуск тепла составляет 1992,26 тыс. Гкал.

10.1.3 Удельные расходы топлива по ТЭС г. Северска

На рисунках 10.1 и 10.2 отражена динамика изменения удельных расходов условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии, соответственно.



Рисунок 10.1 – Динамика изменения удельного расхода условного топлива на отпуск электрической энергии ТЭЦ АО «РИР»

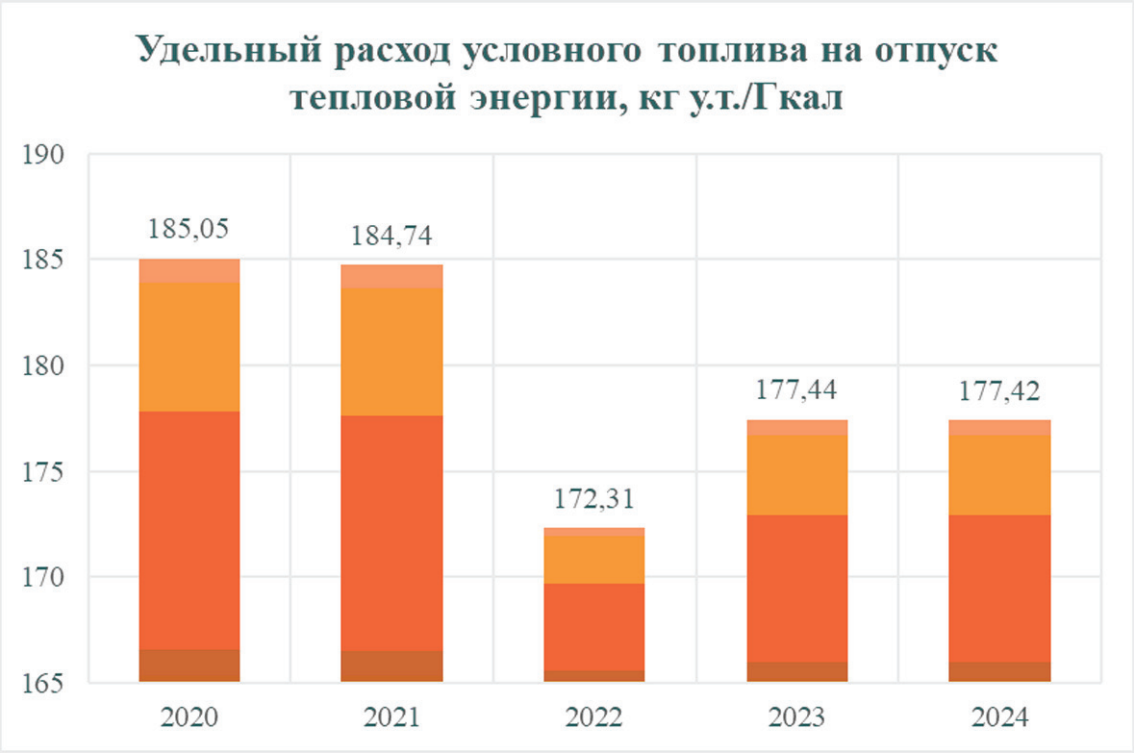


Рисунок 10.2 – Динамика изменения удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии ТЭЦ АО «РИР

Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии в 2020–2024 гг на ТЭС АО «РИР» изменялся в интервале 172,31-185,05 кг у.т./Гкал.

10.1.4 Затраты тепла на собственные нужды источника АО «РИР»

Анализ данных по тепловым собственным нуждам источников АО «РИР» в г. Северске в период 2020–2024 гг. (таблица 10.6) показал: в 2024 году был отмечен наибольший расход тепловой энергии на собственные нужды относительно отпуска тепловой энергии.

Таблица 10.6 – Затраты тепловой энергии на собственные нужды ТЭЦ в г. Северск в 2020-2024 гг., Гкал

Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	Тыс. Гкал	385,03	372,18	350,36	362,37	482,67
в паре	Тыс. Гкал	176,59	217,75	170,6	173,52	184,15
в горячей воде	Тыс. Гкал	208,45	154,43	179,76	188,85	298,52



Рисунок 10.3 – Динамика изменения затрат тепловой энергии на собственные нужды ТЭЦ АО «РИР»

10.2 Технико-экономические показатели работы котельных города

10.2.1 Отпуск тепловой энергии котельными в 2024 г.

Отпуск тепловой энергии котельными г. Северск в 2024 г. представлен в таблице 10.7, доля отпуска тепловой энергии котельных по принадлежности – на рисунке 10.3.

Таблица 10.7 – Отпуск тепловой энергии котельными Северска в 2024 г., Гкал

Наименование ТСО	Значение за 2024 год
ЦОК п. Самусь	45 998,9
Котельная п. Самусь, ул. Камышка	2 478,2
Котельная ООО «Уют Орловка» п. Орловка	2 154,9
Всего отпущено тепловой энергии от котельных	50 631,9



Рисунок 10.4 – Структура отпуска тепловой энергии котельными г. Северск по принадлежности котельных

Из рисунка 10.4 видно, что на Центральную отопительную котельную п. Самусь приходится большая часть отпуска тепловой энергии (порядка 91 %).

10.2.2 Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии

Данные по удельным расходам топлива по некоторым локальным котельным представлены в таблицах 10.8.

Таблица 10.8 – Значения удельных расходов условного топлива на отпуск тепловой энергии котельных в зонах деятельности г. Северск, кг у.т./Гкал

Котельная	Вид основного топлива	2022 (факт)	2023 (факт)	2024 (план)
ЦОК п. Самусь	Природный газ	157,28	157,51	156,79
Котельная п. Самусь, ул. Камышка	Уголь	169,54	181,61	181,61
Котельная п. Орловка	Дизельное топливо	131,00	154,93	154,93

10.2.3 Собственные нужды котельных

Значения расхода тепла на собственные нужды (на 2024 год) для ЦОК п. Самусь составлет 1,5%, для котельной п. Самусь, ул. Камышка – 1,0 %, для котельной п. Орловка – 0,3 %.

10.2.4 Структура себестоимости производства, передачи и распределения тепловой энергии

Структура себестоимости производства тепловой энергии представлена теплоснабжающими предприятиями, являющимися основными крупными поставщиками теплоэнергии для потребителей, а также на основании представленных данных.

Основные технико-экономические показатели финансово-хозяйственной деятельности указанных теплоснабжающих предприятий за 2024 год приведены в таблице 10.9.

Таблица 10.9 – Результаты финансово-хозяйственной деятельности АО «РИР»

№ п/п	Наименование показателя		Единица измерения	Теплоснабжающая организация АО «РИР»
1	Вид регулируемой деятельности		х	комбинированная выработка на производство тепловой энергии в горячей воде
2	Выручка от регулируемой деятельности		тыс. руб.	2 671 023,97
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:		тыс. руб.	2 875 865,61
4	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)		тыс. руб.	0,00
5	Расходы на топливо		тыс. руб.	1 309 049,96
5.1.	газ природный по регулируемой цене	Стоимость	тыс. руб.	966 128,75
		Объем	тыс. м3	161 122,45
		Стоимость за единицу объема	тыс. руб.	6,00
		Стоимость доставки	тыс. руб.	
		Способ приобретения	х	закупки у единственного поставщика
5.2.	уголь каменный	Стоимость	тыс. руб.	292 203,95
		Объем	тонны	98 420,55
		Стоимость за единицу объема	тыс. руб.	2,97
		Стоимость доставки	тыс. руб.	21 147,86
		Способ приобретения	х	конкурентные закупки

№ п/п	Наименование показателя		Единица измерения	Теплоснабжающая организация АО «РИР»
5.3.	мазут	Стоимость	тыс. руб.	29 569,39
		Объем	тонны	1 122,81
		Стоимость за единицу объема	тыс. руб.	26,34
		Стоимость доставки	тыс. руб.	
		Способ приобретения	х	биржевые сделки
6	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе		тыс. руб.	134 167,86
7	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)		руб.	1,49
8	Объем приобретенной электрической энергии		тыс. кВт.ч	90 316,99
9	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе		тыс. руб.	53 652,67
10	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе		тыс. руб.	11 088,11
11	Расходы на оплату труда		тыс. руб.	214 065,49
12	Отчисления на социальные нужды		тыс. руб.	66 816,29
13	Расходы на амортизацию основных производственных средств		тыс. руб.	153 664,77
14	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности		тыс. руб.	5 772,98
15	Общепроизводственные расходы		тыс. руб.	
16	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:		тыс. руб.	184 202,09
17	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ*		тыс. руб.	743 385,39
18	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности		тыс. руб.	-204 841,63
19	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности		Гкал/ч	1 610,80
20	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности		тыс. Гкал	1 519,83
21	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности		тыс. Гкал	0,00
22	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:		тыс. Гкал	1 903,24
23	Определенном по приборам учета		тыс. Гкал	1 122,85
24	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)		тыс. Гкал	780,38
25	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом		тыс. Гкал	479,34
26	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии		тыс. Гкал	507,66
27	Среднесписочная численность персонала		чел.	615,80
28	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть, в том числе с разбивкой по источникам тепловой энергии, используемым для осуществления регулируемых видов деятельности		кг усл. топл/Гкал	177,39
29	Удельный расход электрической энергии на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности		тыс кВт.ч/Гкал	54,60
30	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности		$м^3$/Гкал	

10.3 Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения

Актуализированы технико-экономические показатели работы теплоснабжающих организаций муниципального образования, существенные изменения не выявлены.

ЧАСТЬ 11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

11.1 Описание динамики утвержденных цен (тарифов) по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет

С 2019 года и по настоящее время в Северске действует следующая схема:

АО «РИР» поставляет:

• тепловую энергию и горячую воду конечным потребителям г. Северска (за исключением собственного потребления);

• тепловую энергию с коллектора, тепловую энергию на компенсацию потерь, теплоноситель – ОАО ТС;

• тепловую энергию конечным потребителям промышленной зоны (за исключением собственного потребления);

• тепловую энергию на компенсацию потерь – АО «СХК».

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются Департаментом тарифного регулирования Томской области в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190–ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», Положением о Департаменте тарифного регулирования Томской области, утвержденным постановлением Губернатора Томской области от 31.10.2012 № 145.

Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органом исполнительной власти Томской области в области государственного регулирования цен (тарифов) (далее – ДТР ТО) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации за период (2023–2025 гг.) гг. представлена в Таблицах 11.1–11.8.

Таблица 11.1 – Утвержденные тарифы для АО «Росатом Инфраструктурные решения» на 2023 год

Наименование ресурсоснабжающей организации	Установленные тарифы		Ед. изм.	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО
				01.12.2022–30.06.2023	01.07.2023–31.12.2023	
Акционерное общество «Росатом Инфраструктурные решения» (ИНН 7706757331)	Тарифы на тепловую энергию для потребителей в системе теплоснабжения ЗАТО Северск (г. Северск), включающей тепловые сети Открытого акционерного общества «Тепловые сети»		руб./Гкал	1 702,68 (2 043,22)*	1 702,68 (2 043,22)*	№ 1–118/9(397) от 25.11.2022
	Тарифы на тепловую энергию для потребителей в системе теплоснабжения ЗАТО Северск, не включающей тепловые сети открытого акционерного общества «Тепловые сети»		руб./Гкал	1 827,59	1 827,59	№ 1–118/9(397) от 25.11.2022
	Тарифы на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей источниками тепловой энергии, на которых производится теплоноситель		руб./куб.м	7,66	7,66	№ 9–105/9(399) от 25.11.2022
	Тарифы на горячую воду в открытой системе горячего водоснабжения (теплоснабжения), поставляемую потребителям в системе теплоснабжения ЗАТО Северск (г. Северск), включающей тепловые сети открытого акционерного общества «Тепловые сети»	Компонент на теплоноситель	руб./куб.м	7,66 (9,19)*	7,66 (9,19)*	№ 9–103/9 (400) от 25.11.2022
		Компонент на тепловую энергию	руб./Гкал	1 702,68 (2 043,22)*	1 702,68 (2 043,22)*	
	Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источников тепловой энергии теплоснабжающей организации		руб./Гкал	1 116,65	1 116,65	№ 1–104/9(396) от 25.11.2022
	Тарифы на тепловую энергию, поставляемую теплосетевым организациям, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь тепловой энергии		руб./Гкал	1 116,65	1 116,65	№ 1–398 от 25.11.2022

** – с НДС для населения, без НДС для прочих потребителей*

Таблица 11.2 – Утвержденные тарифы для АО «Росатом Инфраструктурные решения» на 2024 год

Наименование ресурсоснабжающей организации	Установленные тарифы		Ед. изм.	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО
				01.01.2024–30.06.2024	01.07.2024–31.12.2024	
Акционерное общество «Росатом Инфраструктурные решения» (ИНН 7706757331)	Тарифы на тепловую энергию для потребителей в системе теплоснабжения ЗАТО Северск (г. Северск), включающей тепловые сети Открытого акционерного общества «Тепловые сети»		руб./Гкал	1 702,68 (2 043,22)*	2 214,63 (2 657,56)*	№ 1–145/9(553) от 20.12.2023
	Тарифы на тепловую энергию для потребителей в системе теплоснабжения ЗАТО Северск, не включающей тепловые сети открытого акционерного общества «Тепловые сети»		руб./Гкал	1 827,59	2 433,49	№ 1–145/9(553) от 20.12.2023
	Тарифы на тепловую энергию для потребителей в системе теплоснабжения ЗАТО Северск (г. Северск), включающей тепловые сети Открытого акционерного общества «Тепловые сети», имеющих право на льготу по оплате тепловой энергии (мощности), в том числе через тепловые сети других теплосетевых и теплоснабжающих организаций, за исключением тарифов теплоснабжающих организаций, установленных иными приказами Департамента тарифного регулирования Томской области		руб./Гкал	1 702,68 (2 043,22)*	1 924,03 (2 308,84)*	№ 1–555 от 20.12.2023
	Тарифы на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей источниками тепловой энергии, на которых производится теплоноситель		руб./куб.м	7,66	8,61	№ 9–143/9(552) от 20.12.2023
	Тарифы на горячую воду в открытой системе горячего водоснабжения (теплоснабжения), поставляемую потребителям в системе теплоснабжения ЗАТО Северск (г. Северск), включающей тепловые сети открытого акционерного общества «Тепловые сети»	Компонент на теплоноситель	руб./куб.м	7,66 (9,19)*	8,61 (10,33)*	№ 9–142/9 (554) от 20.12.2023
		Компонент на тепловую энергию	руб./Гкал	1 702,68 (2 043,22)*	2 214,63 (2 657,56)*	
	Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источников тепловой энергии теплоснабжающей организации		руб./Гкал	1 116,65	1 496,89	№ 1–146/9(550) от 20.12.2023
	Тарифы на тепловую энергию, поставляемую теплосетевым организациям, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь тепловой энергии		руб./Гкал	1 116,65	1 496,89	№ 1–551 от 20.12.2023

** – с НДС для населения, без НДС для прочих потребителей*

Таблица 11.3 – Утвержденные тарифы для АО «Росатом Инфраструктурные решения» на 2025 год

Наименование ресурсоснабжающей организации	Установленные тарифы		Ед. изм.	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО
				01.01.2025–30.06.2025	01.07.2025–31.12.2025	
Акционерное общество «Росатом Инфраструктурные решения» (ИНН 7706757331)	Тарифы на тепловую энергию для потребителей в системе теплоснабжения ЗАТО Северск (г. Северск), включающей тепловые сети Открытого акционерного общества «Тепловые сети»		руб./Гкал	2 214,63 (2 657,56)*	2 214,63 (2 657,56)*	№ 1-109/9(560) от 19.12.2024
	Тарифы на тепловую энергию для потребителей в системе теплоснабжения ЗАТО Северск, не включающей тепловые сети открытого акционерного общества «Тепловые сети»		руб./Гкал	2 298,05	2 298,05	№ 1-725 от 27.12.2024
	Тарифы на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей источниками тепловой энергии, на которых производится теплоноситель		руб./куб.м	8,61	8,61	№ 9-112/9(562) от 19.12.2024
	Тарифы на горячую воду в открытой системе горячего водоснабжения (теплоснабжения), поставляемую потребителям в системе теплоснабжения ЗАТО Северск (г. Северск), включающей тепловые сети открытого акционерного общества «Тепловые сети»	Компонент на теплоноситель	8,61 (10,33)*	8,61 (10,33)*	№ 9-113/9(563) от 19.12.2024	№ 9-113/9(563) от 19.12.2024
		Компонент на тепловую энергию	2 214,63 (2 657,56)*	2 214,63 (2 657,56)*	2 214,63 (2 657,56)*	
	Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источников тепловой энергии теплоснабжающей организации		руб./Гкал	1 496,89	1 532,14	№ 1-724 от 27.12.2024
	Тарифы на тепловую энергию, поставляемую теплосетевым организациям, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь тепловой энергии		руб./Гкал	1 496,89	1 532,14	№ 1-726 от 27.12.2024

** – с НДС для населения, без НДС для прочих потребителей*

Таблица 11.4 – Утвержденные тарифы для ОАО ТС на 2023–2025 гг.

Наименование ресурсоснабжающей организации	Установленные тарифы	Ед. изм.	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО
			01.12.2022-30.06.2023	01.07.2023-31.12.2023		01.01.2024-30.06.2024	01.07.2024-31.12.2024		01.01.2025-30.06.2025	01.07.2025-31.12.2025	
Открытое акционерное общество «Тепловые сети» (ИНН 7024024860)	Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям	руб./Гкал	542,79	542,79	№ 1-257/9(401) от 25.11.2022	542,79	578,46	№ 1-233/9(559) от 20.12.2023	578,46	741,06	№ 1-172/9(564) от 19.12.2024

** без НДС*

Таблица 11.5 – Утвержденные тарифы для ОА «СХК» на 2023–2025 гг.

Наименование ресурсоснабжающей организации	Установленные тарифы	Ед. изм.	Теплоноситель	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО
				01.12.2022-30.06.2023	01.07.2023-31.12.2023		01.01.2024-30.06.2024	01.07.2024-31.12.2024		01.01.2025-30.06.2025	01.07.2025-31.12.2025	
Акционерное общество «Сибирский химический комбинат» (ИНН 7024029499)	Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям акционерного общества «Сибирский химический комбинат»	руб./Гкал	Вода	602,61	602,61	№ 1-253/9(402) от 25.11.2022	602,61	583,46	№ 1-487/9(563) от 20.12.2023	583,46	689,82	№ 1-188/9(565) от 19.12.2024
			Пар	557,20	557,20		557,20	732,36		732,36	807,25	

** без учета НДС*

Таблица 11.6 – Утвержденные тарифы для потребителей пос. Орловка ЗАТО Северск на 2023–2025 гг.

Наименование ресурсоснабжающей организации	Установленные тарифы	Ед. изм.	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО
			01.12.2022-30.06.2023	01.07.2023-31.12.2023		01.01.2024-30.06.2024	01.07.2024-31.12.2024		01.01.2025-30.06.2025	01.07.2025-31.12.2025	
Общество с ограниченной ответственностью «Уют Орловка» (ИНН 7024044994)	Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям поселка Орловка закрытого административно-территориального образования Северск	руб./Гкал	9 049,78	9 049,78	№ 1-467/9(267) от 24.11.2022	9 049,78	9 979,53	№ 1-198/9(172) от 29.11.2023	9 979,53	10 478,22	№ 1-162/9(257) от 18.10.2024

** НДС не предусмотрен*

Таблица 11.7 – Утвержденные тарифы для потребителей котельной «Камышка» пос. Самусь ЗАТО Северск на 2023–2025 гг.

Наименование ресурсоснабжающей организации	Установленные тарифы	Ед. изм.	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО
			01.12.2022-30.06.2023	01.07.2023-31.12.2023		01.01.2024-30.06.2024	01.07.2024-31.12.2024		01.01.2025-30.06.2025	01.07.2025-31.12.2025	
Акционерное общество «Северский водоканал» (ИНН 7024024853)	Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям котельной, расположенной по адресу: поселок Самусь, улица Камышка закрытого административно-территориального образования Северск	руб./Гкал	2 416,58 (2 899,90)**	2 416,58 (2 899,90)**	№ 1-602/9(265) от 24.11.2022	-	-	-	-	-	-
Общество с ограниченной ответственностью «Тепло плюс» (ИНН 7024038704)	Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям котельной Камышка, расположенной по адресу: Томская область, закрытое административно-территориальное образование Северск, поселок Самусь, улица Камышка, д. 2а	руб./Гкал	-	2 899,90***	№ 1-584/9(154) от 20.11.2023	2 899,90	3 318,76	№ 1-612/9(431) от 19.12.2023			
Муниципальное казенное предприятие ЗАТО Северск «Самусьский водоканал» (ИНН 7000000691)	Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям котельной, расположенной по адресу: Томская область, ЗАТО Северск, пос. Самусь, ул. Камышка, д. 2а	руб./Гкал	-	-	-	-	3318,76****	№ 1-558/9(191) от 12.09.2024	3318,76****	3 745,21	№ 1-636/9(357) от 28.11.2024

** НДС не предусмотрен*
*** без НДС (с НДС)*
**** Период действия тарифа: с 27.11.2023 по 31.12.2023*
***** Период действия тарифа: с 18.09.2024 по 31.12.2024*

Таблица 11.8 – Утвержденные тарифы для потребителей котельной «ЦОК» пос. Самусь ЗАТО Северск на 2023–2025 гг.

Наименование ресурсоснабжающей организации	Установленные тарифы		Ед. изм.	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО
				01.12.2022-30.06.2023	01.07.2023-31.12.2023		01.01.2024-30.06.2024	01.07.2024-31.12.2024		01.01.2025-30.06.2025	01.07.2025-31.12.2025	
Общество с ограниченной ответственностью «Тепло Плюс» (ИНН 7024038704)	Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям поселка Самусь закрытого административнотерриториального образования Северск		руб./Гкал	2 209,61	2 209,61	№ 1-37/9(266) от 24.11.2022	2 209,61	2 298,00	№ 1-109/9(309) от 13.12.2023	-	-	-
	Тарифы на горячую воду для потребителей поселка Самусь закрытого административно-территориального образования Северск	Компонент на теплоноситель	руб./куб.м	66,36	66,36	№ 2-36/9(585) от 25.11.2022 (в ред. Приказа № 2-698 от 28.12.2022)	66,36	73,59	№ 2-105/9(509) от 19.12.2023	-	-	-
		Компонент на тепловую энергию	руб./Гкал	2 209,61	2 209,61		2 209,61	2 298,00		-	-	
Муниципальное казенное предприятие ЗАТО Северск «Самусьский водоканал» (ИНН 7000000691)	Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям поселка Самусь закрытого административнотерриториального образования Северск		руб./Гкал	-	-	-	-	2 298,00	№ 2-556/9(192) от 12.09.2024	2 298,00	2 545,35	№ 1-635/9(356) от 28.11.2024
	Тарифы на горячую воду для потребителей поселка Самусь закрытого административно-территориального образования Северск	Компонент на теплоноситель	руб./куб.м	-	-	-	-	73,59	№ 2-105/9(509) от 19.12.2023	73,59	82,43	№ 2-637/9(523) от 11.12.2024
		Компонент на тепловую энергию	руб./Гкал	-	-		-	2 298,00		2 298,00	2 545,35	

** НДС не предусмотрен*

*** Период действия тарифа: с 18.09.2024 по 31.12.2024*

11.2 Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент актуализации схемы теплоснабжения

Укрупненные статьи смет затрат на производство, передачу и сбыт тепловой энергии на 2025 год, утвержденных Департаментом тарифного регулирования Томской области для ресурсоснабжающих организаций ЗАТО Северск, приведены в Таблицах 11.9–11.17.

Таблица 11.9 – Укрупненные статьи сметы расходов по утвержденным тарифам на тепловую энергию в горячей воде на коллекторах источников тепловой энергии, принадлежащих АО «РИР», утвержденной Департаментом тарифного регулирования Томской области на 2025 год

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Основное топливо	1 380 132,54
Электрическая энергия на технологические нужды	1 535,02
Холодная вода на технологические нужды и теплоноситель	81 204,01
Оплата труда с ОСН	259 457,44
Ремонты	152 125,62
Амортизация	72 754,89
Прочие расходы	162 839,00
Корректировка НВВ	74 491,09
Прибыль	190 935,43
Необходимая валовая выручка	**2 375 475,04**

Основные тарифообразующие статьи – расходы на основное топливо, оплату труда с ОСН и ремонты, на их долю приходится 77,9% от всего объема необходимой валовой выручки регулируемой организации, в том числе:

• расходы на основное топливо – 60,0%;

• расходы на оплату труда с ОСН – 11,3%;

• расходы на ремонты – 6,6%.

Таблица 11.10 – Укрупненные статьи сметы расходов на содержание (передачу, сбыт) АО «РИР», утвержденной Департаментом тарифного регулирования Томской области на 2025 год

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Операционные (подконтрольные) расходы	39 272,22
Неподконтрольные расходы	16 861,35
Необходимая валовая выручка	**56 133,57**

Таблица 11.11 – Укрупненные статьи сметы расходов на на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей источниками тепловой энергии, на которых производится теплоноситель для АО «РИР», утвержденной Департаментом тарифного регулирования Томской области на 2025 год

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Холодная вода	5 088,83
Оплата труда с ОСН	1 902,05
Ремонты	0,00
Амортизация	6 269,97
Прочие расходы	14 259,83
Корректировка НВВ	3 395,98
Прибыль	27,78
Необходимая валовая выручка	**30 944,43**

Основные тарифообразующие статьи – расходы на холодную воду, амортизация, на их долю приходится 41,3% от всего объема необходимой валовой выручки регулируемой организации, в том числе:

• расходы на холодную воду – 18,5%;

• амортизация – 22,8%.

Таблица 11.12 – Укрупненные статьи сметы расходов на услуги по передаче тепловой энергии для ОАО ТС, утвержденной Департаментом тарифного регулирования Томской области на 2025 год

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Операционные расходы	129 801,88
Расходы на энергетические ресурсы	478 553,56
Неподконтрольные расходы	52 583,86
Прибыль	77,97
Корректировка НВВ	-43 721,47
Необходимая валовая выручка	**617 295,80**

Основная тарифообразующая статья – расходы на энергетические расходы, на ее долю приходится 72,4% от всего объема необходимой валовой выручки регулируемой организации.

Таблица 11.13 – Укрупненные статьи сметы расходов на услуги по передаче тепловой энергии, для АО «СХК», утвержденной Департаментом тарифного регулирования Томской области (теплоноситель – горячая вода) на 2025 год

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Операционные расходы	34 719,37
Расходы на энергетические ресурсы	100 102,40
Неподконтрольные расходы	9 927,70
Корректировка НВВ	4 232,00
Необходимая валовая выручка	**148 981,47**

Таблица 11.14 – Укрупненные статьи сметы расходов на услуги по передаче тепловой энергии, утвержденной Департаментом тарифного регулирования Томской области (теплоноситель – пар) на 2025 год для АО «СХК»

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Операционные расходы	20 668,64
Расходы на энергетические ресурсы	164 445,82
Неподконтрольные расходы	5 216,04
Корректировка НВВ	19 804,98
Необходимая валовая выручка	**210 135,48**

Таблица 11.15 – Укрупненные статьи сметы расходов на услуги по производству, передаче и сбыту тепловой энергии для ООО «Уют Орловка» (котельная пос. Орловка), утвержденной Департаментом тарифного регулирования Томской области на 2025 год

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Основное топливо	18 210 555,60
Электрическая энергия на технологические нужды	961 828,55
Холодная вода на технологические нужды и теплоноситель	43 809,00
Прочие расходы	3 924 117,13
Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	-3 484 191,43
Необходимая валовая выручка	**19 656 118,85**

Основная тарифообразующая статья – расходы на основное топливо, на ее долю приходится 78,7% от всего объема необходимой валовой выручки регулируемой организации.

Таблица 11.16 – Укрупненные статьи сметы расходов на услуги по производству, передаче и сбыту тепловой энергии для МКП «СВК» (котельная «Камышка» пос. Самусь), утвержденной Департаментом тарифного регулирования Томской области на 2025 год

Статья затрат	Сумма, руб.
Основное топливо	3 046 851,85
Электрическая энергия на технологические нужды	569 908,91
Холодная вода на технологические нужды и теплоноситель	25 901,17
Оплата труда с ОСН	3 119 346,24
Прочие расходы	368 738,29
Необходимая валовая выручка	**7 130 746,46**

Основные тарифообразующие статьи – расходы на основное топливо и расходы на оплату труда с ОСН, на их долю приходится 86,4% от всего объема необходимой валовой выручки регулируемой организации, в том числе:
• расходы на основное топливо – 42,7%;
• расходы на оплату труда с ОСН – 43,7%.

Таблица 11.17 – Укрупненные статьи сметы расходов на услуги по производству, передаче и сбыту тепловой энергии для МКП «СВК» (котельная «ЦОК» пос. Самусь), утвержденной Департаментом тарифного регулирования Томской области на 2025 год

Статья затрат	Сумма, руб.
Основное топливо	48 164 822,45
Электрическая энергия на технологические нужды	9 132 787,64
Холодная вода на технологические нужды и теплоноситель	2 248 330,07
Оплата труда с ОСН	17 983 349,64
Прочие расходы	2 733 874,24
Необходимая валовая выручка	**80 263 164,03**

Основные тарифообразующие статьи – расходы на основное топливо и расходы на оплату труда с ОСН, на их долю приходится 82,4% от всего объема необходимой валовой выручки регулируемой организации, в том числе:
• расходы на основное топливо – 60,0%;
• расходы на оплату труда с ОСН – 22,4%.

11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение к системам теплоснабжения в ЗАТО Северск установлена для ОАО ТС (ИНН 7024024860) на 2025 год Приказом Департамента тарифного регулирования Томской области от 19.12.2024 № 1–589/9(567) «Об установлении для Открытого акционерного общества «Тепловые сети» (ИНН 7024024860) платы за подключение объектов капитального строительства в случае наличия технической возможности подключения к системе централизованного теплоснабжения г. Северска на 2025 год» в размере 76,554 тыс. руб./Гкал/ч.
Также Приказом Департамента тарифного регулирования Томской области от 09.02.2024 № 1–3/9(39) «Об установлении для Открытого акционерного общества «Тепловые сети» (ИНН 7024024860) платы за подключение объектов капитального строительства Открытого акционерного общества «Томская домостроительная компания» к системе централизованного теплоснабжения города Северска в индивидуальном порядке» установлена плата за подключение объектов капитального строительства Открытого акционерного общества «Томская домостроительная компания» – «Комплексное освоение микрорайона 12а в целях жилищного строительства», расположенных на земельном участке с кадастровым номером 70:22:0000000:202 по адресу: Российская Федерация, Томская область, ЗАТО Северск, г. Северск, микрорайон 12а (подключаемая теп-ловая нагрузка объекта – 21,5245 Гкал/час), в размере 245 744,41 тыс. руб.
Сведения об оплате денежных средств, поступивших в счет платы за подключение к системе теплоснабжения АОА «Тепловые сети» в 2020¬–2024 гг представлены в табл. 11.18.

Таблица 11.18 – Оплата денежных средств, поступивших в счет платы за подключение к системе теплоснабжения ОАО ТС

Период поступления денежных средств	Кол-во исполненных заявок на подключение	Сумма поступивших денежных средств, тыс. руб. (без НДС и налога на прибыль)
2020 год	19	46,06
2021 год	13	44,04
2022 год	7	32,03
2023 год	6	41,69
2024 год	6	27,026

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

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности подлежит регулированию для отдельных категорий социально значимых потребителей, определенных в Правилах организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808.

На момент разработки Схемы теплоснабжения ЗАТО Северск на период до 2045 года плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности для отдельных категорий социально значимых потребителей ЗАТО Северск не установлена.

11.5 Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Рост тарифов за период 2023–2025 гг. составил:

1. на тепловую энергию для потребителей в системе теплоснабжения ЗАТО Северск (г. Северск), включающей тепловые сети Открытого акционерного общества «Тепловые сети» – 30,07% (среднегодовой рост тарифа за период – 10,02%);
2. на тепловую энергию для потребителей в системе теплоснабжения ЗАТО Северск, не включающей тепловые сети открытого акционерного общества «Тепловые сети» – 25,74% (среднегодовой рост тарифа за период – 8,58%);
3. на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей источниками тепловой энергии, на которых производится теплоноситель – 12,40% (среднегодовой рост тарифа за период – 4,13%);
4. на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источников тепловой энергии теплоснабжающей организации, на тепловую энергию, поставляемую теплосетевым организациям, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь тепловой энергии – 37,21% (среднегодовой рост тарифа за период – 12,40%);
5. на услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям – 36,53% (среднегодовой рост тарифа за период – 12,18%);
6. на услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям акционерного общества «Сибирский химический комбинат» (теплоноситель – горячая вода) – 14,47% (среднегодовой рост тарифа за период – 4,82%);
7. на услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям акционерного общества «Сибирский химический комбинат» (теплоноситель – пар) – 44,88% (среднегодовой рост тарифа за период – 14,96%);
8. на тепловую энергию, поставляемую потребителям поселка Орловка закрытого административно-территориального образования Северск – 15,78% (среднегодовой рост тарифа за период – 5,26%);
9. на тепловую энергию, поставляемую потребителям котельной «Камышка» поселка Самусь закрытого административно–территориального образования Северск – 29,15% (среднегодовой рост тарифа за период – 9,72%);
10. на тепловую энергию, поставляемую потребителям котельной «ЦОК» поселка Самусь закрытого административно-территориального образования Северск – 15,19% (среднегодовой рост тарифа за период – 5,06%);
11. на теплоноситель, поставляемый потребителям котельной «ЦОК» поселка Самусь закрытого административно-территориального образования Северск – 24,22% (среднегодовой рост тарифа за период – 8,07%).

ЧАСТЬ 12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

К существующим проблемам организации качественного теплоснабжения городских и вне городских территорий ЗАТО Северск относятся:

- высокий уровень износа тепловых сетей, и как следствие, высокая вероятность возникновения повреждений на трубопроводах тепловых сетей, обусловленная утонением стенок трубопроводов, явлениями коррозии металла, проседанием грунтов и напряжением металла в местах поворотов, у опор (по данным эксплуатирующих организаций);
- снижают качество теплоснабжения повышенные фактические потери тепловой энергии при её транспортировке связанные с физическим износом тепловой изоляции, нарушениями целостности гидроизоляционного слоя тепловой изоляции трубопроводов (по данным эксплуатирующих организаций);
- к проблемам организации качественного теплоснабжения следует отнести неравномерное распределение расходов сетевой воды по магистралям системы теплоснабжения г.Северска. Большая часть потребителей города снабжается теплом по первой и второй южной тепломагистралям. Их относительно высокая загруженность требует повышенного расхода теплоносителя для обеспечения требуемых параметров теплоснабжения у конечных потребителей. Вместе с тем третья южная тепломагистраль имеет сравнительно небольшую тепловую нагрузку и невысокий расход теплоносителя. Так как все три магистрали подключены к одной бойлерной установке (БУ-1) на источнике тепловой энергии (ТЭЦ) и отпуск тепловой энергии в них осуществляется по одному температурному графику, то обеспечение нормативных параметров теплоснабжения всех потребителей тепловой сети выдвигает к её системе регулирования взаимно исключающие требования. На практике это приводит к увеличению расходов на транспортировку теплоносителя по первой и второй южной тепломагистрали и (или) к повышенным тепловым потерям в третьей тепломагистрали и ухудшению качества теплоснабжения подключенных к ней потребителей (источник – отчет об энергетическом обследовании ОАО ТС);
- помимо указанной выше проблемы на качество теплоснабжения негативно влияют недостатки, связанные с низкой степенью автоматизации тепловых пунктов и несоответствием параметров схем подключения потребителей проектным значениям. Большинство теплопотребляющих установок потребителей г. Северска подключены к тепловой сети по зависимой схеме с использованием элеваторных узлов. Зачастую параметры элеваторных узлов имеют отклонения от проектных значений из-за вмешательства в их устройство некомпетентного обслуживающего персонала или посторонних лиц.

Во многих элеваторных узлах сопла элеваторов имеют измененную геометрию, установлены шайбы произвольных диаметров и пр. Следствием этого является разрегулирование теплогидравлических режимов системы теплоснабжения, появление эффекта недотопа или перетопа у отдельных потребителей тепловой энергии (по сведениям ОАО ТС);

- характерной проблемой открытой системы теплоснабжения в г.Северске является ухудшение качества обеспечения потребителей ГВС в межотопительный период связанное с пониженной температурой теплоносителя в некоторых участках тепловой сети. Это связано с переводом системы теплоснабжения на летний режим эксплуатации и выводом части трубопроводов тепловой сети из работы для производства ремонтных и восстановительных работ. Система ГВС в этом случае работает по тупиковой схеме и в периоды низкого водоразбора на нужды ГВС (как правило, в ночное время) в системе нарушается режим циркуляции и происходит остывание теплоносителя. В результате температура ГВС у потребителей в эти часы не соответствует нормативному значению (по сведениям ОАО ТС).

12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Существующие проблемы организации надежного и безопасного теплоснабжения городских и вне городских территорий ЗАТО Северск включают:

1. По источникам выработки тепловой энергии:

- ТЭЦ. Серьезной проблемой является высокий уровень износа основного оборудования ТЭЦ являющейся, в настоящее время, единственным поставщиком тепловой энергии потребителям г. Северска.
- ЦОК п. Самусь. Проблемой является опасность временного останова сетевого насоса из-за нестабильности напряжения от Орловской НПС. Что может привести к прекращению циркуляции теплоносителя в сетевой магистрали из-за гидроударов и выходу из строя бойлеров, порыву систем отопления и как следствие к «разморозке» отопительной системы. Натрий-катионитовые фильтры системы химводоподготовки котельной не обеспечивают достаточного умягчения воды, и требует замены или капитального ремонта. Наличие сверхнормативного количества солей жесткости в подпиточной воде котлового контура снижает эффективность и надёжность работы котлоагрегатов (по сведениям МКП «СВК»).
- Котельная по ул. Камышка п. Самусь. Существенно снижает надежность и эффективность работы котельного и сетевого оборудования котельной. На котельной отсутствует разделение котлового и сетевого контура циркуляции теплоносителя.

2. По тепловым сетям и сооружениям на них:

- Характерной проблемой является высокий износ трубопроводов тепловых сетей, обусловленный превышением их срока эксплуатации над нормативным. Следствием этого является коррозийный износ подземных теплопроводов, в первую очередь подающих линий водяных тепловых сетей, на которые приходится 80 % всех повреждений (по сведениям теплосетевых ор-ганизаций).
- Снижает безопасность и надежность теплоснабжения отсутствие защиты тепловых сетей от превышения давления.

12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

К проблемам развития системы теплоснабжения городских и внегородских территорий ЗАТО Северск можно отнести:

- Отсутствие замещающих тепловых мощностей основного и единственного источника тепловой энергии г. Северска - ТЭЦ. Как было указано выше, большая часть основного оборудования ТЭЦ выработало свой нормативный ресурс и работает в условиях продленного срока эксплуатации («вынужденный режим»). Усугубляет ситуацию экономическая убыточность деятельности ТЭЦ в существующих экономических условиях. Для решения указанной проблемы составлен план реконструкции ТЭЦ, в связи с которым предполагается замена части турбоагрегатов и реконструкция котлов.
- Фактором, сдерживающим развития системы теплоснабжения внегородских территорий ЗАТО Северск, является территориальная удаленность локальных источников теплоснабжения друг от друга. Это делает невозможным объединение тепловых сетей и создание единой системы централизованного теплоснабжения внегородских территорий.

12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

Проблемы надежного и эффективного снабжения топливом в большинстве действующих систем теплоснабжения ЗАТО Северск отсутствуют. Исключение составляет котельная в п. Орловка. Проектным основным топливом которой является природный газ. В настоящее время газоснабжение в п. Орловка отсутствует. Основным топливом котельной является дизельное топливо. В связи с этим себестоимость выработки тепловой энергии на котельной значительно превышает проектные значения. В настоящий момент газификация п. Орловка не предусмотрена.

12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

За анализируемый период предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность систем теплоснабжения, не выдавались.

УТВЕРЖДЕНА
постановлением
Администрации ЗАТО Северск
от 26.06.2025 № 1539-па
УТВЕРЖДЕНА
постановлением
Администрации ЗАТО Северск
от 26.06.2025 № 1539-па

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ЗАКРЫТОГО АДМИНИСТРАТИВНО-ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
СЕВЕРСК ДО 2045 ГОДА
Актуализация на 2026 год

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ПСТ.ОМ.70-22.002.000

Разработчик: Общество с ограниченной ответственностью «НЭТ – Консалтинг»

Томск 2025

Содержание

1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения....3
2. Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе....5
3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления....14
4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе....18
5. Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе....32
6. Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилировании....33
7. Описание изменений показателей существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения....35

1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Базовым периодом для актуализации схемы теплоснабжения принят 2024 год. На конец базового периода теплоснабжение ЗАТО «Северск» осуществляется от источника с комбини-рованной выработкой энергии – ТЭЦ АО «РИР» Северск, а также котельных на территориях поселков.

Суммарная договорная тепловая нагрузка конечных потребителей ЗАТО Северск на 01.01.2025 г. (при расчетных температурах наружного воздуха) составляет 1043,6148 Гкал/час, в том числе по элементам территориального деления (таблица 5.1):

- г. Северск – 1026,0460 Гкал/час (98,3 % от общей нагрузки);
- п. Самусь (ЦОК) – 15,6806 Гкал/час (1,5 % от общей нагрузки);
- п. Орловка – 1,1405 Гкал/час (0,1 % от общей нагрузки);
- п. Самусь (Камышка) – 0,6673 Гкал/час (0,1 % от общей нагрузки).

В таблице 1.1 представлены тепловые нагрузки, в таблице 1.2 – базовый уровень теп-лопотребления по структурным группам потребителей за 2024 г.

Таблица 1.1 – Тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии ЗАТО Северск (без учета потерь на тепловых сетях)

№ п/п	Наименование расчетного элемента территориального деления	Тепловая нагрузка потребителей всего, Гкал/ч	в т. ч. по видам теплопотребления, Гкал/ч		
			на отопление	на вентиляцию	на ГВС
1	г. Северск	1026,0460	428,0437	39,1994	197,2209
2	п. Самусь (ЦОК)	15,6806	13,1029	0,6242	1,9535
3	п. Самусь (Камышка)	1,1696	1,1072	0,0625	0,0000
4	п. Орловка	0,6673	0,6554	0,0000	0,0118
	ВСЕГО по ЗАТО Северск	**1043,5635**	**442,9092**	**39,8861**	**199,1862**

Таблица 1.2 – Потребление тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения ЗАТО Северск за 2024 г., Гкал/год

Источник тепловой энергии (система теплоснабжения)	**Население**				**Прочие**				**Всего**			
	Отопление	**ГВС**	**Вент**	**Итого**	**Отопление**	**ГВС**	**Вент**	**Итого**	**Отопление**	**ГВС**	**Вент**	**Итого**
БУ-1, Гкал	489 712,4	132 313,0	-	622 025,4	274 240,4	24 904,3		299 144,7	763 952,8	157 217,3		921 170,1
Потери на сети ОАО" Тепловые сети"					292 285,0			292 285,0	292 285,0			292 285,0
БУ-2					213 649,3				213 649,3			213 649,3
Потери на сети АО "СХК"					76 068,9				76 068,9			76 068,9
Потери на сети АО "РИР"					20 627,0				20 627,0			20 627,0
Пар на технологию					268 152,1				268 152,1			268 152,1
Потери на сети АО "СХК"					139 302,0				139 302,0			139 302,0
Котельная п. Самусь (ЦОК)	22 363,2	6 196,6	0,0	28 559,9	6 632,7	222,2	153,5	7 008,3	28 995,9	6 418,8	153,5	35 568,2
Котельная п. Самусь (Камышка)	1726,3	0,0	0,0	0,0	1157,5	28,3	1185,8	0,0	2883,8	28,3	0,0	2 912,1
Котельная п. Орловка	1 172,08	0,00	0,00	1 172,08	1 159,22	0,00	0,00	1 159,22	2 331,30	0,00	0,00	2 331,30

2. Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе

Анализ движения строительных фондов в ретроспективном периоде основан на данных:отчетные сведения о социально-экономическом развитии города, размещенные на сайте администрации города (https://зато-северск.рф/sotsialno-ekonomicheskoe-razvitie);
данные Федеральной службы государственной статистики (https://tmsk.gks.ru);
сведения, предоставленные Комитетом архитектуры и градостроительства Администрации ЗАТО Северск.
Сведения о движении строительных фондов показаны на рисунке 2.1 и приведены в таблице 2.1.



Рисунок 2.1 – Динамика ввода строительных площадей

Таблица 2.1 – Показатели движения строительных фондов в ретроспективном периоде

Показатель (на конец периода)	2020	2021	2022	2023	2024
Численность населения, чел.	112 143	112 404	111 974	111 800	111 020
Площадь жилищного фонда, тыс. кв. м (на конец года), в том числе:	2 638,3	2 663,1	2 668,7	2 680,1	2 701,6
– индивидуальные жилые дома	103,1	107,3	113,0	113,0	113,0
– многоквартирные дома	2 528,3	2 548,9	2 548,8	2 567,1	2 582,1
Ввод в эксплуатацию жилых домов, тыс. кв. м	8,4	25,2	6,2	18,3	15,0
Вывод из эксплуатации (снос) жилых домов за год, тыс.кв. м	0,0857	0,3189	0,636	н/д	0,382
Ввод в эксплуатацию общественно-деловых строений, тыс. кв. м	0,5867	1,1235	4,0436	3,5000	0,5885

Из представленных данных следует, что ввод жилья в городе Северске в период 2020–2024 гг составляет, в среднем, 14.6 тыс. кв. м/год.
Площадь застройки жилой зоны постепенно снижается с развитием многоэтажного строительства и расселением ветхих аварийных домов.
В настоящее время в городе преобладает территория, застроенная среднеэтажными домами.
В качестве расчетных элементов территориального деления ЗАТО Северск приняты кадастровые кварталы. Фрагмент сетки территориального показан на рис. 2.2.

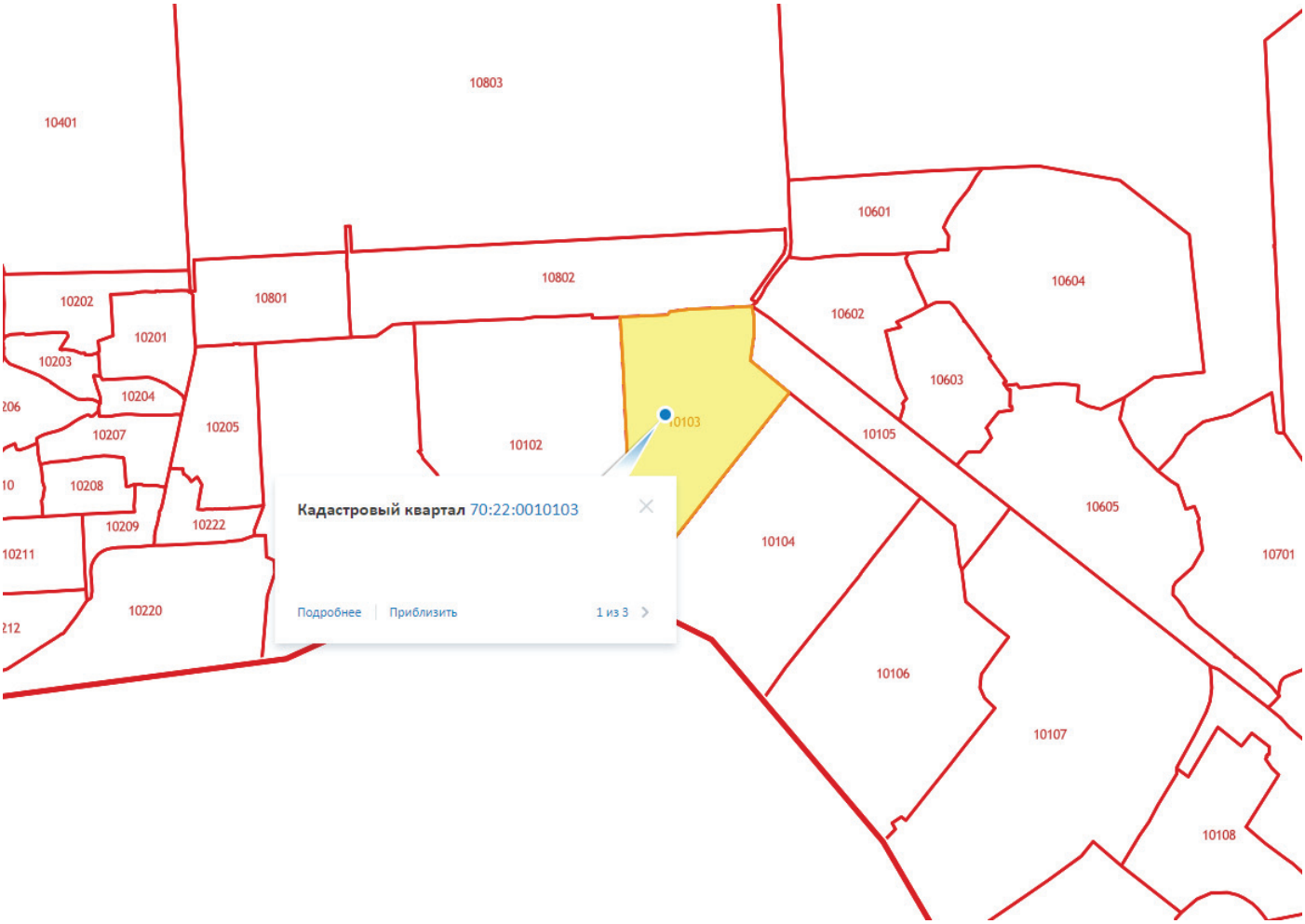


Рисунок 2.2 – Фрагмент сетки кадастрового деления

При проведении кадастрового зонирования территории выделяются структурно-территориальные единицы – кадастровые зоны и кадастровые кварталы. Кадастровые зоны выделяются, как правило, в границах административных районов и включенных в городскую черту дополнительных территорий. Кадастровые кварталы выделяются в границах кварталов существующей городской застройки, а также территорий, ограниченных дорогами, просеками, реками и другими естественными границами.

Кадастровый номер квартала представляет собой уникальный идентификатор, присваиваемый объекту учета, который сохраняется за объектом учета до тех пор, пока он существует как единый объект.

Номер кадастрового квартала имеет иерархическую структуру и состоит из четырех частей – А: Б: В: В1, где:

А – номер Томской области в Российской Федерации (70);

Б – номер ЗАТО «Северск» в Томской области (22);

В – номер кадастровой зоны (административного района);

В1 – номер кадастрового квартала;

: – разделитель частей кадастрового номера.

Кадастровые зоны и кварталы покрывают территорию города без разрывов и перекрытий.

Прогноз перспективной застройки территории определялся на основании Генерального плана ЗАТО Северск, утвержденного решением Думы ЗАТО Северск № 38/5 от 31.08.2023 г. с учетом последующих корректировок и дополнительных исходных данных:

• в период до 2030 года – по реестрам строящихся и планируемых к строительству отдельных зданий:

• многоэтажных и индивидуальных жилых домов с указанием площади застраиваемой территории;

• общественно-деловых зданий с указанием общей площади зданий;

• общеобразовательных школ с указанием по некоторым зданиям количества учеников, общей площади;

• детских дошкольных учреждений - садов с указанием по некоторым зданиям количества мест;

• в период с 2031 г. до 2045 гг. по схемам территориального развития города с указанием площади застраиваемой территории, типа застройки, площади зданий.

На период до 2030 г. данные по вводу перспективной застройки города представлены более детально, на дальнейшую перспективу предусматривается мониторинг реализации Генерального плана и, соответственно, мониторинг и актуализация «Схемы теплоснабжения ЗАТО Северск». Прогнозируемые годовые объемы прироста перспективной застройки для каждого из периодов определены по состоянию на начало следующего периода, т.е. исходя из величины площади застройки, введенной в эксплуатацию в течение рассматриваемого периода (например, в период 2031-2035 гг.), приводится прирост строительных площадей для условного 2035 года.

По объектам общественного назначения: детским садам, больницам, поликлиникам, общеобразовательным школам, площади фонда недвижимости общественного назначения, площади строений приняты по данным Комитета архитектуры и градостроительства Администрации ЗАТО Северск. По объектам, у которых данные по площади не представлены, площадь общественно-деловой застройки определялась из указанного количества мест. Объекты, по которым данные отсутствовали, не учитывались.

Численность населения ЗАТО Северск на конец 2024 года по оценке составляет 111,02 тыс. человек. В соответствии с Генеральным планом ЗАТО Северск численность населения на расчетный срок составляет 109,034 тыс. человек. В связи с этим перспективная численность населения на период до 2027 года принята в соответствии с прогнозом социально-экономического развития города (https://зато-северск.рф/prognoz-sotsialno-ekonomicheskogo-razvitija). Значения численности населения на период планирования Схемы теплоснабжения (до 2045 года) приняты по прогнозу, определенному Генеральным планом. Прогнозные зна-чения жилищного фонда города и численности населения приведены на рисунке 2.3.

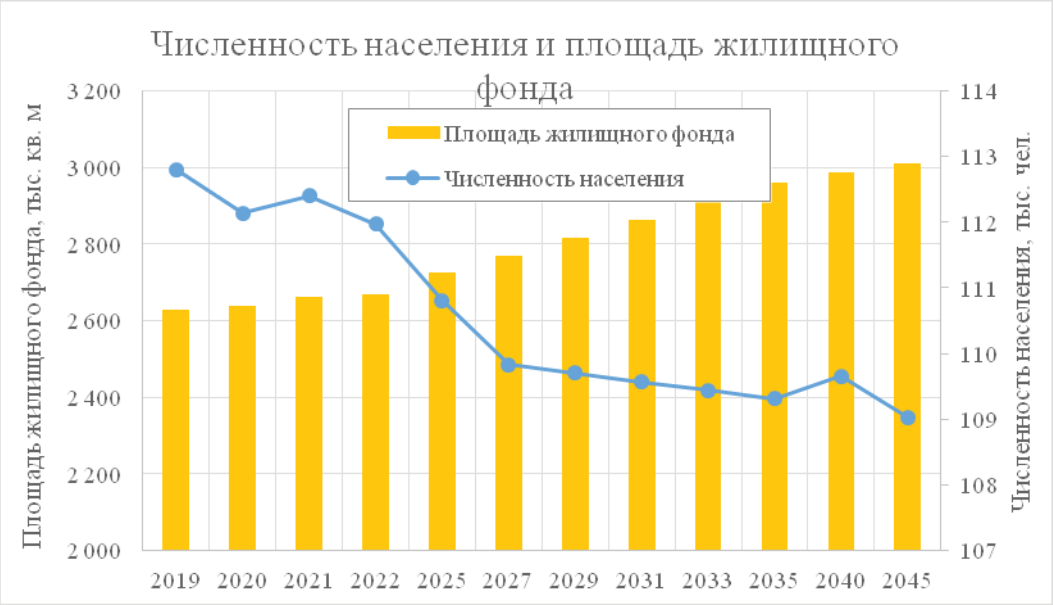


Рисунок 2.3 – Прогнозная численность населения и площадь жилищного фонда

Ввод жилищного фонда в период 2025–2045 гг. прогнозируется на уровне 77 % от об-щего ввода строений. Графическая иллюстрация динамики изменения строительных фондов по годам пред-ставлена на рисунке 2.4, накопительным итогом – на рисунке 2.5.

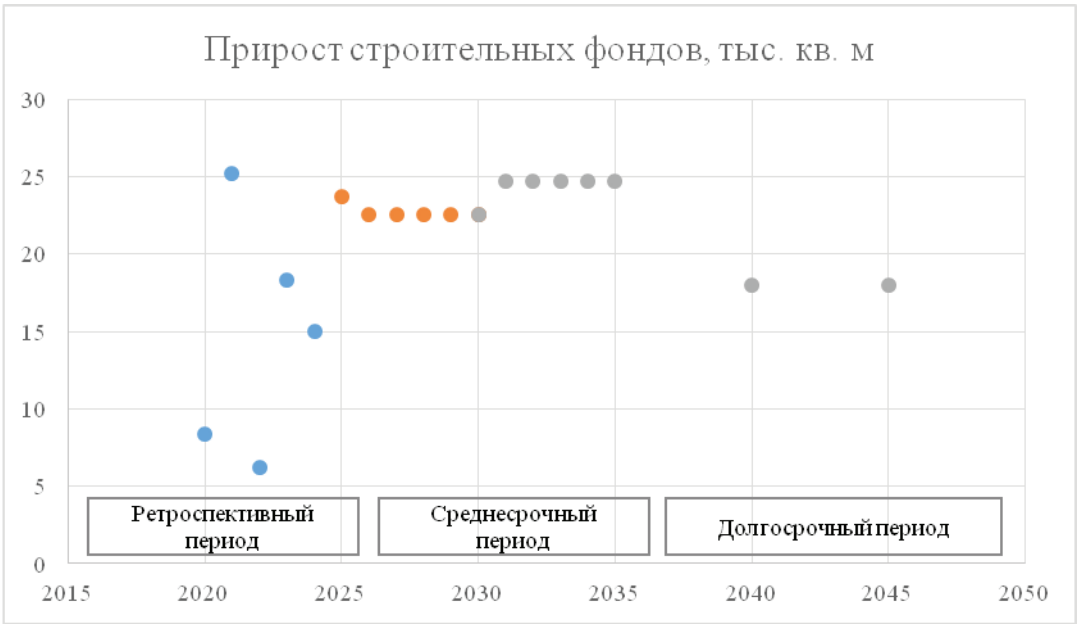


Рисунок 2.4 – Модели годовых приростов строительных фондов

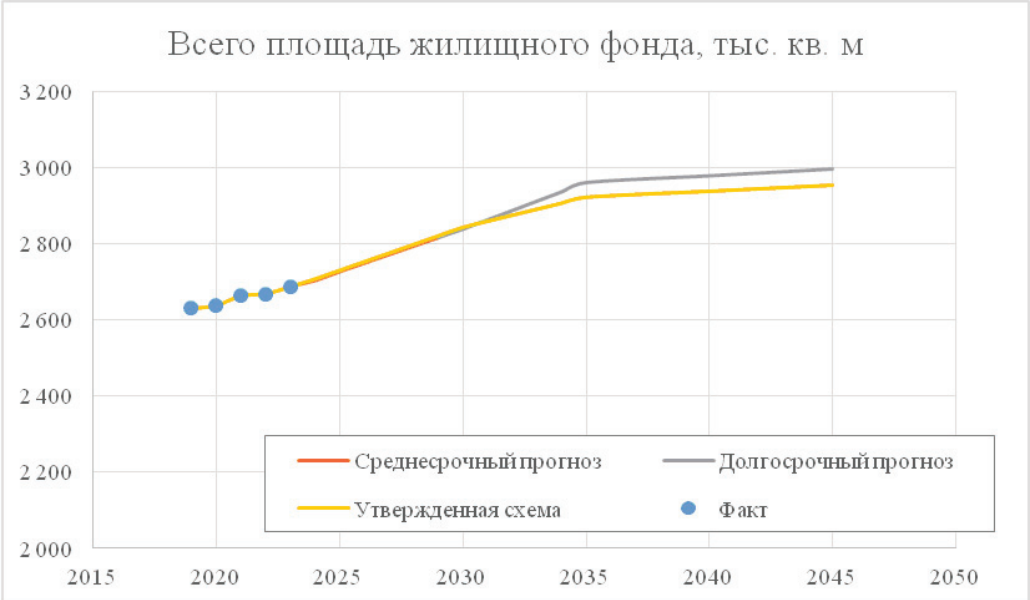


Рисунок 2.5 – Прирост жилищного фонда накопительным итогом

Из рисунков 2.4 и 2.5 видно, что темпы ввода жилых строений в среднесрочном периоде, в среднем, соответствуют показателям ретроспективного периода и составляют 22,7 тыс. кв. м. В долгосрочном периоде ожидается незначительное снижение темпов застройки. Из рис. 2.5 видно, что фактические темпы застройки в целом соответствуют прогнозным значениям, определенным Утвержденной схемой теплоснабжения.

При расчете объемов нового строительства учитывалась современная ситуация и необходимость выдержать тенденцию постепенного наращивания ежегодного ввода жилья для достижения благоприятных жилищных условий.

Генеральным планом ЗАТО Северск предусмотрено развитие жилищного строительства, ликвидация ветхого и аварийного жилья, строительство инженерно-транспортной инфраструктуры, строительство социально значимых объектов культурно-бытового назначения.

При формировании прогноза прироста жилищного фонда по расчетным единицам территориального деления и объектам строительства учтены следующие факторы и условия:

- изменение численности населения;
- структура нового жилищного строительства, предусмотренная в утвержденном генеральном плане ЗАТО Северск и в утвержденных проектах планировки.

Приросты площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления ЗАТО Северск к 2045 г. относительно 2024 г. составят:

- жилищный фонд – 414,2 тыс. м^2:
- общественно-деловая застройка – 14,4 тыс. м^2;
- промышленные объекты – 108,7 тыс. м^2.

Прогнозы приростов строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления, приведены в табл. 2.2–2.4. Прогнозы приростов строительных фондов, сгруппированные по зонам действия источников тепловой энергии, приведены в табл. 2.5

Таблица 2.2 – Ввод в эксплуатацию жилых зданий с общей площадью жилищного фонда на период актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м^2

Наименование показателей	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост жилищного фонда, в т. ч.:	8,4	25,2	6,2	18,3	15,0	23,7	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	123,6	90,0	90,0
накопительным итогом:	-49,7	-24,5	-18,3	-15,0		23,7	46,2	68,8	91,3	113,9	136,4	215,0	203,9	226,4
Многоэтажный жилищный фонд				0,0	0,0	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	113,5	90,0	90,0
Средне- и малоэтажный жилищный фонд				0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,2	0,0	0,0
Всего по городу, в т. ч.:	8,4	25,2	6,2	18,3	15,0	23,7	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	123,6	90,0	90,0
70:22:0000000					0,0	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	45,1	0,0	0,0
70:22:0010104					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,2	0,0	0,0
70:22:0010109					3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,4	0,0	0,0
70:22:0010110					11,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010219					0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010702					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0020605					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
н/о					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	40,0	90,0	90,0

Таблица 2.3 – Ввод в эксплуатацию общественно-деловых зданий с общей площадью на период актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м^2

Наименование показателей	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост общественно-делового фонда, в т. ч.:	0,6	1,1	4,0	0,0	1,9	14,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0
накопительным итогом:	-5,2	-4,0	0,0	-1,9		14,0	17,4	17,4	17,4	17,4	17,9	17,4	17,4	17,9
Всего по городу, в т. ч. по кадастровым кварталам:					1,9	14,0	3,4	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0
70:22:0010101					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010104					0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010105					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010106					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010108					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010109					0,5	4,7	1,8	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0
70:22:0010110					0,1	3,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010601					0,0	4,6	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010605					0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010702					1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0020605					0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 2.4 – Ввод в эксплуатацию промышленных строений с общей площадью на период актуализации схемы теплоснабжения, тыс. м^2

Наименование показателей	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост производственного фонда, в т. ч.:	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,5	5,3	0,0	6,0	12,0	0,0	36,0	0,0	0,0
накопительным итогом:	0,0	0,0	0,0	0,0		11,5	16,8	16,8	22,8	34,8	34,8	58,8	58,8	34,8
Всего по городу, в т. ч. по кадастровым кварталам:						11,5	5,3	0,0	6,0	12,0	0,0	36,0	0,0	0,0
70:22:0010102						0,0	0,0	0,0	0,0	12,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010402						0,0	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010501						0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010505						10,6	0,0	0,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
70:22:0010702						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	36,0	0,0	0,0

Таблица 2.5 – Ввод в эксплуатацию капитальных строений в границах зон действия источников тепловой энергии, тыс. м^2

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	2024-2045
ТЭЦ	**Ввод строений в течение периода, тыс. м^2**	42,3	27,4	22,5	22,5	34,5	23,0	119,7	0,0	0,0	292,0
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м^2	23,7	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	83,6	0,0	0,0	194,2
	в т.ч. многоквартирные	23,7	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	83,6	0,0	0,0	194,2
	в т.ч. индивидуальные	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м^2	17,7	4,8	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	14,4
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м^2	0,9	0,0	0,0	0,0	12,0	0,0	36,0	0,0	0,0	86,8
Автономный источник теплоснабжения	**Ввод строений в течение периода, тыс. м^2**	10,6	5,3	0,0	6,0	0,0	0,0	40,0	90,0	90,0	241,9
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м^2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	40,0	90,0	90,0	220,0
	в т.ч. многоквартирные	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	40,0	90,0	90,0	220,0
	в т.ч. индивидуальные	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м^2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м^2	10,6	5,3	0,0	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,9
Всего по ЗАТО Северск	**Ввод строений в течение периода, тыс. м^2**	52,9	32,7	22,5	28,5	34,5	23,0	159,7	90,0	90,0	537,3
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м^2	23,7	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	123,6	90,0	90,0	414,2
	в т.ч. многоквартирные	23,7	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	123,6	90,0	90,0	414,2
	в т.ч. индивидуальные	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м^2	17,7	4,8	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	14,4
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м^2	11,5	5,3	0,0	6,0	12,0	0,0	36,0	0,0	0,0	108,7

3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления

Удельные укрупненные показатели расхода теплоты на отопление и вентиляцию для перспективной застройки ЗАТО Северск разработаны на основе следующих нормативных документов: СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003, СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 и СП 131.13330.2020 Строительная климатология, а также с учетом требований энергетической эффективности, установленных Приказом Минстроя РФ от 17.11.2017 г. № 1550/пр «Об утверждении требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений».

В соответствии с требованиями СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003 (таблица 14) и Приказом Минстроя РФ от 17.11.2017 г. № 1550/пр (Приложение 2) нормы удельного расхода тепловой энергии на отопление жилых зданий принимаются в зависимости от этажности (табл. 3.1).

Таблица 3.1 – Нормируемая (базовая) удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий $q_{от}^{тр}$, Вт/(м³·С°)

Тип здания	Этажность здания							
	1	2	3	4-5	6-7	8-9	10-11	12 и выше
Жилые МКД, гостиницы, общежития	0,455	0,414	0,372	0,359	0,336	0,319	0,301	0,290
Общественные кроме перечисленных	0,487	0,440	0,417	0,371	0,359	0,342	0,324	0,311
Поликлиники, лечебные учреждения	0,394	0,382	0,371	0,359	0,348	0,336	0,324	0,311
Дошкольные учреждения, хосписы	0,521	0,521	0,521	--	--	--	--	--
Здания сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	0,266	0,255	0,243	0,232	0,232	--	--	--
Административного назначения (офисы)	0,417	0,394	0,382	0,313	0,278	0,255	0,232	0,232

Исходные климатические характеристики ЗАТО Северск приняты по СП 131.13330.2020 Строительная климатология и приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Климатические параметры ЗАТО Северск

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение
Расчетная температура внутреннего воздуха	°С	20
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования системы отопления	°С	–39
Средняя температура отопительного периода	°С	–7,8
Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха не более +8 °С	сутки	233
Градусо–сутки отопительного периода	°С·сут/год	6500,7

В соответствии с требованиями Приказа Минстроя РФ от 17.11.2017 г. № 1550/пр «Об утверждении требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений» для вновь создаваемых зданий (в том числе многоквартирных домов), строений, сооружений удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию уменьшается:

- с 1 июля 2018 г. – на 20 процентов по отношению к базовой удельной характеристике расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию;
- с 1 января 2023 г. – на 40 процентов по отношению к базовой удельной характеристике расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию;
- с 1 января 2028 г. – на 50 процентов по отношению к базовой удельной характеристике расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию.

Нормы расхода горячей воды потребителями и удельная часовая величина теплоты на ее нагрев приняты по СП 124.13330.2012, Приложение Г и приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Нормы расхода горячей воды потребителями и удельная часовая величина теплоты на ее нагрев

№	Потребители	Измеритель	Норма расхода горячей воды, л/сут.	Норма общей/полезной площади на 1 измеритель, м/чел.	Удельная величина тепловой энергии, Вт/м²	Удельная величина тепловой энергии, ккал/ч/м²
1	Жилые дома независимо от этажности, оборудованные умывальниками, мойками и ваннами, с квартирными регуляторами давления	1 житель	105	25	12,2	10,5
2	То же, с умывальниками, мойками и душевыми	1 житель	85	18	13,8	11,9
3	Гостиницы и пансионаты с душами во всех отдельных номерах	1 проживающий	70	12	17	14,6
4	Больницы с санитарными узлами, приближенными к палатам	1 больной	90	15	17,5	15,0
5	Поликлиники и амбулатории	1 больной в смену	5,2	13	1,5	1,3
6	Детские ясли и сады с дневным пребыванием детей и столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	11,5	10	3,1	2,7
7	Административные здания	1 работающий	5	10	1,3	1,1
8	Общеобразовательные школы с душевыми при гимнастических залах и столовыми на полуфабрикатах	1 учащийся	3	10	0,8	0,7
9	Физкультурно-оздоровительные комплексы	1 человек	30	5	17,5	15,0

№	Потребители	Измеритель	Норма расхода горячей воды, л/сут.	Норма общей/полезной площади на 1 измеритель, м/чел.	Удельная величина тепловой энергии, Вт/м²	Удельная величина тепловой энергии, ккал/ч/м²
10	Предприятия общественного питания для приготовления пищи, реализуемой в обеденном зале	1 посетитель	12	10	3,2	2,8
11	Магазины продовольственные	1 работающий	12	30	1,1	0,9
12	Магазины промтоварные	1 работающий	8	30	0,7	0,6

Результаты определения удельных значений расходов тепловой энергии и удельных величин тепловых нагрузок приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Удельные тепловые нагрузки и удельное теплопотребление для вновь строящихся жилых и общественных зданий ЗАТО Северск

Год постройки	Тип застройки	Удельное теплопотребление, Гкал/м²/год				Удельная тепловая нагрузка, ккал/(ч·м²)			
		Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма	Отопление	Вентиляция	ГВС	Сумма
2024-2027	Жилая многоэтажная	0,069	0,000	0,058	0,127	34,0	0,0	7,8	41,8
	Жилая средне- и малоэтажная	0,093	0,000	0,058	0,151	42,7	0,0	7,8	50,4
	Жилая индивидуальная	0,114	0,000	0,058	0,172	50,3	0,0	7,8	58,1
	Общественно-деловая и промышленная	0,046	0,068	0,035	0,150	37,5	47,6	4,5	89,6
2028-2035	Жилая многоэтажная	0,050	0,000	0,055	0,105	29,8	0,0	7,4	37,2
	Жилая средне- и малоэтажная	0,066	0,000	0,055	0,121	37,0	0,0	7,4	44,3
	Жилая индивидуальная	0,081	0,000	0,055	0,136	43,2	0,0	7,4	50,6
	Общественно-деловая и промышленная	0,039	0,055	0,034	0,128	36,4	38,1	4,3	78,7

4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Прогноз прироста тепловых нагрузок по ЗАТО Северск сформирован на основе прогноза перспективной застройки на период до 2045 г. Аналогично прогнозу перспективной застройки, прогноз спроса на тепловую энергию выполнен территориально-распределенным способом – для каждого из расчетных элементов территориального деления.

Прогнозируемые годовые объемы прироста теплопотребления для каждого из периодов так же, как и прирост перспективной застройки, были определены по состоянию на начало следующего периода, т.е. исходя из величины площади застройки, введенной в эксплуатацию в течение рассматриваемого периода (например, в период 2031–2035 гг.), приводится прирост тепловой энергии для условного 2035 г. и т.д.

Прогноз прироста тепловой нагрузки, тепловой энергии и расходов теплоносителя на территории города за счет ввода в эксплуатацию вновь строящихся зданий для отдельных периодов планирования схемы теплоснабжения и на весь рассматриваемый период с разделением по группам потребителей и видам теплопотребления, сгруппированный по границам кадастровых кварталов и зон действия источников приведен в таблицах 4.1–4.18.

Таблица 4.1 – Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых жилых зданиях (на общую площадь зданий) на период до 2045 года, Гкал/ч

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилищного фонда, в т.ч.:	2,2559	2,1880	2,1880	2,1549	2,1549	2,1549	5,5855	0,0000	0,0000
накопительным итогом:	2,2559	4,4439	6,6320	8,7869	10,9418	13,0967	18,6822	18,6822	18,6822
Многоэтажный жилищный фонд	2,1880	2,1880	2,1880	2,1549	2,1549	2,1549	5,2350	0,0000	0,0000
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0,0679	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,3505	0,0000	0,0000
Индивидуальные жилые строения	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Всего по городу, в т. ч.:	2,2559	2,1880	2,1880	2,1549	2,1549	2,1549	5,5855	0,0000	0,0000
Многоквартирный жилищный фонд, в т. ч. по кадастровым кварталам:	2,2559	2,1880	2,1880	2,1549	2,1549	2,1549	6,7775	2,6820	2,6820
70:22:0000000	2,1880	2,1880	2,1880	2,1549	2,1549	2,1549	4,3098	0,0000	0,0000
70:22:0010104	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,3338	0,0000	0,0000
70:22:0010109	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9420	0,0000	0,0000
70:22:0010219	0,0679	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
н/о	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,1920	2,6820	2,6820

Таблица 4.2 – Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых жилых зданиях (на общую площадь зданий) на период до 2045 года, Гкал/ч

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост тепловой нагрузки ГВС жилищного фонда, в т.ч.:	0,5125	0,5020	0,5020	0,5351	0,5351	0,5351	2,1477	0,3315	0,3315
накопительным итогом:	0,5125	1,0144	1,5164	2,0515	2,5866	3,1217	5,2695	5,6009	5,9324
Многоэтажный жилищный фонд	0,5020	0,5020	0,5020	0,5351	0,5351	0,5351	1,8091	0,3315	0,3315
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0,0105	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,3386	0,0000	0,0000
Индивидуальные жилые строения	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Всего по городу, в т. ч.:	0,5125	0,5020	0,5020	0,5351	0,5351	0,5351	2,1477	0,3315	0,3315
Многоквартирный жилищный фонд, в т. ч. по кадастровым кварталам:	0,5125	0,5020	0,5020	0,5351	0,5351	0,5351	2,1477	0,3315	0,3315
70:22:0000000	0,5020	0,5020	0,5020	0,5351	0,5351	0,5351	1,0702	0,0000	0,0000
70:22:0010104	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0829	0,0000	0,0000
70:22:0010109	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,8473	0,0000	0,0000
70:22:0010219	0,0105	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
н/о	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1473	0,3315	0,3315

Таблица 4.3 – Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых общественно-деловых строениях на период до 2045 года, Гкал/ч

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	1,5807	0,4339	0,0000	0,0000	0,0000	0,1360	0,0000	0,0000	0,0000
накопительным итогом:	1,5807	2,0146	2,0146	2,0146	2,0146	2,1506	2,1506	2,1506	2,1506
Всего по городу, в т. ч.:	1,5807	0,4339	0,0000	0,0000	0,0000	0,1360	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010103	0,3325	0,0377	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010104	0,0453	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010109	0,4203	0,1656	0,0000	0,0000	0,0000	0,1360	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010110	0,2770	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010601	0,4087	0,1434	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010603	0,0000	0,0872	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010605	0,0969	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Таблица 4.4 – Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжения в проектируемых общественно-деловых строениях на период до 2045 года, Гкал/ч

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	0,0785	0,0229	0,0000	0,0000	0,0000	0,0719	0,0000	0,0000	0,0000
накопительным итогом:	0,0785	0,1014	0,1014	0,1014	0,1014	0,1733	0,1733	0,1733	0,1733
Всего по городу, в т. ч.:	0,0785	0,0229	0,0000	0,0000	0,0000	0,0719	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010103	0,0176	0,0020	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010104	0,0024	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010109	0,0222	0,0088	0,0000	0,0000	0,0000	0,0719	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010110	0,0146	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010601	0,0216	0,0076	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010603	0,0000	0,0046	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010605	0,0051	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Таблица 4.5 – Прирост тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию в проектируемых промышленных зданиях на период до 2045 года, Гкал/ч

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	1,0286	0,4749	0,0000	0,4727	0,9454	0,0000	2,8361	0,0000	0,0000
накопительным итогом:	1,0286	1,5034	1,5034	1,9761	2,9215	2,9215	5,7576	5,7576	5,7576
Всего по городу, в т. ч.:	1,0286	0,4749	0,0000	0,4727	0,9454	0,0000	2,8361	0,0000	0,0000
70:22:0010102	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9454	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010402	0,0000	0,4749	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010501	0,0788	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010505	0,9498	0,0000	0,0000	0,4727	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010702	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	2,8361	0,0000	0,0000

Таблица 4.6 – Прирост тепловой нагрузки на горячее водоснабжение в проектируемых промышленных зданиях на период до 2045 года, Гкал/ч

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	0,1004	0,0251	0,0000	0,0273	0,0546	0,0000	0,1639	0,0000	0,0000
накопительным итогом:	0,1004	0,1256	0,1256	0,1529	0,2075	0,2075	0,3714	0,3714	0,3714
Всего по городу, в т. ч.:	0,1004	0,0251	0,0000	0,0273	0,0546	0,0000	0,1639	0,0000	0,0000
70:22:0010102	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0546	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010402	0,0000	0,0251	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010501	0,0502	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010505	0,0502	0,0000	0,0000	0,0273	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
70:22:0010702	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1639	0,0000	0,0000

Таблица 4.7 – Прирост потребления тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции в проектируемых жилых зданиях (на общую площадь зданий) на период до 2045 года, тыс. Гкал/год

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилищного фонда, в т.ч.:	5,97	5,79	5,79	5,70	5,70	5,70	14,77	0,00	0,00
накопительным итогом:	5,97	11,75	17,54	23,24	28,93	34,63	49,40	49,40	49,40
Многоэтажный жилищный фонд	5,79	5,79	5,79	5,70	5,70	5,70	13,84	0,00	0,00
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,93	0,00	0,00
Индивидуальные жилые строения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего по городу, в т. ч.:	5,97	5,79	5,79	5,70	5,70	5,70	14,77	0,00	0,00
Многоквартирный жилищный фонд, в т. ч. по кадастровым кварталам:	5,97	5,79	5,79	5,70	5,70	5,70	17,92	7,09	0,00
70:22:0000000	5,79	5,79	5,79	5,70	5,70	5,70	11,40	0,00	0,00
70:22:0010104	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,88	0,00	0,00
70:22:0010109	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,49	0,00	0,00
70:22:0010219	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
н/о	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,15	7,09	0,00

Таблица 4.8 – Прирост потребления тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения в проектируемых жилых зданиях (на общую площадь зданий) на период до 2045 года, тыс. Гкал/год

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост тепловой нагрузки отопления и вентиляции жилищного фонда, в т.ч.:	1,79	1,76	1,76	1,87	1,87	1,87	7,52	1,16	1,16
накопительным итогом:	1,79	3,55	5,31	7,18	9,05	10,93	18,44	19,60	20,76
Многоэтажный жилищный фонд	1,76	1,76	1,76	1,87	1,87	1,87	6,33	1,16	1,16
Средне- и малоэтажный жилищный фонд	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,19	0,00	0,00
Индивидуальные жилые строения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего по городу, в т. ч.:	1,79	1,76	1,76	1,87	1,87	1,87	7,52	1,16	1,16
Многоквартирный жилищный фонд, в т. ч. по кадастровым кварталам:	1,79	1,76	1,76	1,87	1,87	1,87	7,52	1,16	1,16
70:22:0000000	1,76	1,76	1,76	1,87	1,87	1,87	3,75	0,00	0,00
70:22:0010104	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,00	0,00
70:22:0010109	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,97	0,00	0,00
70:22:0010219	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
н/о	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,52	1,16	1,16

Таблица 4.9 – Прирост потребления тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции в проектируемых общественно-деловых зданиях на период до 2045 года, тыс. Гкал/год

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	4,18	1,15	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00
накопительным итогом:	4,18	5,33	5,33	5,33	5,33	5,69	5,69	0,00	0,00
Всего по городу, в т. ч.:	4,18	1,15	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00
70:22:0010103	0,88	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010104	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010109	1,11	0,44	0,00	0,00	0,00	0,36	0,00	0,00	0,00
70:22:0010110	0,73	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010601	1,08	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010603	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010605	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 4.10 – Прирост потребления тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения в проектируемых общественно-деловых зданиях на период до 2045 года, тыс. Гкал/год

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	0,27	0,08	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00
накопительным итогом:	0,27	0,35	0,35	0,35	0,35	0,61	0,61	0,61	0,61
Всего по городу, в т. ч.:	0,27	0,08	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00
70:22:0010103	0,06	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010104	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010109	0,08	0,03	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	0,00	0,00
70:22:0010110	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010601	0,08	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010603	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010605	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 4.11 – Прирост потребления тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции в проектируемых производственных строениях на период до 2045 года, тыс. Гкал/год

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	2,72	1,26	0,00	1,25	2,50	0,00	7,50	0,00	0,00
накопительным итогом:	2,72	3,98	3,98	5,23	7,73	7,73	15,23	15,23	15,23
Всего по городу, в т. ч.:	2,72	1,26	0,00	1,25	2,50	0,00	7,50	0,00	0,00
70:22:0010102	0,00	0,00	0,00	0,00	2,50	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010402	0,00	1,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010501	0,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010505	2,51	0,00	0,00	1,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010702	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,50	0,00	0,00

Таблица 4.12 – Прирост потребления тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения в проектируемых производственных строениях на период до 2045 года, тыс. Гкал/год

Наименование показателей	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045
Прирост нагрузки общественно-делового фонда, в т.ч.:	0,35	0,09	0,00	0,10	0,19	0,00	0,57	0,00	0,00
накопительным итогом:	0,35	0,44	0,44	0,54	0,73	0,73	1,30	1,30	1,30
Всего по городу, в т. ч.:	0,35	0,09	0,00	0,10	0,19	0,00	0,57	0,00	0,00
70:22:0010102	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010402	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010501	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010505	0,18	0,00	0,00	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
70:22:0010702	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57	0,00	0,00

Таблица 4.13 – Прирост тепловой нагрузки в границах зон действия источников тепловой энергии ЗАТО Северск в период до 2029 года, Гкал/ч

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2025			2026			2027			2028			2029		
		ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
ТЭЦ	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	3,9153	0,6463	4,5616	2,6219	0,5249	3,1468	2,1880	0,5020	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900	3,1003	0,5897	3,6900
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	2,2559	0,5125	2,7684	2,1880	0,5020	2,6900	2,1880	0,5020	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900
	в т.ч. многоквартирные	2,2559	0,5125	2,7684	2,1880	0,5020	2,6900	2,1880	0,5020	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900
	в т.ч. индивидуальные	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	1,5807	0,0836	1,6642	0,4339	0,0229	0,4568	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,0788	0,0502	0,1290	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,9454	0,0546	1,0000
Автономный источник теплоснабжения	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	0,9498	0,0502	1,0000	0,4749	0,0251	0,5000	0,0000	0,0000	0,0000	0,4727	0,0273	0,5000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	в т.ч. многоквартирные	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	в т.ч. индивидуальные	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,9498	0,0502	1,0000	0,4749	0,0251	0,5000	0,0000	0,0000	0,0000	0,4727	0,0273	0,5000	0,0000	0,0000	0,0000
Всего по ЗАТО "Северск"	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	4,8651	0,6965	5,5616	3,0968	0,5500	3,6468	2,1880	0,5020	2,6900	2,6276	0,5624	3,1900	3,1003	0,5897	3,6900
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	2,2559	0,5125	2,7684	2,1880	0,5020	2,6900	2,1880	0,5020	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900
	в т.ч. многоквартирные	2,2559	0,5125	2,7684	2,1880	0,5020	2,6900	2,1880	0,5020	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900	2,1549	0,5351	2,6900
	в т.ч. индивидуальные	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	1,5807	0,0836	1,6642	0,4339	0,0229	0,4568	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	1,0286	0,1004	1,1290	0,4749	0,0251	0,5000	0,0000	0,0000	0,0000	0,4727	0,0273	0,5000	0,9454	0,0546	1,0000

Таблица 4.14 – Прирост тепловой нагрузки в границах зон действия источников тепловой энергии ЗАТО Северск в период до 2045 года, Гкал/ч

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2030			2031-2035			2036-2040			2041-2045			2025-2045		
		ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
ТЭЦ	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	2,2909	0,6070	2,8979	8,4216	2,1643	10,5859	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	24,6930	5,5693	30,2623
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	2,1549	0,5351	2,6900	5,5855	2,0004	7,5859	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	18,6822	5,1221	23,8043
	в т.ч. многоквартирные	2,1549	0,5351	2,6900	5,5855	2,0004	7,5859	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	18,6822	5,1221	23,8043
	в т.ч. индивидуальные	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,1360	0,0719	0,2079	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	2,1506	0,1784	2,3289
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,0000	0,0000	0,0000	2,8361	0,1639	3,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	3,8602	0,2688	4,1290
Автономный источник теплоснабжения	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	0,0000	0,0000	0,0000	1,1920	0,1473	1,3393	2,6820	0,3315	3,0135	2,6820	0,3315	3,0135	3,0893	0,2500	3,3393
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	0,0000	0,0000	0,0000	1,1920	0,1473	1,3393	2,6820	0,3315	3,0135	2,6820	0,3315	3,0135	1,1920	0,1473	1,3393
	в т.ч. многоквартирные	0,0000	0,0000	0,0000	1,1920	0,1473	1,3393	2,6820	0,3315	3,0135	2,6820	0,3315	3,0135	1,1920	0,1473	1,3393
	в т.ч. индивидуальные	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,8973	0,1027	2,0000
Всего по ЗАТО "Северск"	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	2,2909	0,6070	2,8979	9,6136	2,3116	11,9253	2,6820	0,3315	3,0135	2,6820	0,3315	3,0135	27,7823	5,8193	33,6016
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	2,1549	0,5351	2,6900	6,7775	2,1477	8,9253	2,6820	0,3315	3,0135	2,6820	0,3315	3,0135	19,8742	5,2695	25,1437
	в т.ч. многоквартирные	2,1549	0,5351	2,6900	6,7775	2,1477	8,9253	2,6820	0,3315	3,0135	2,6820	0,3315	3,0135	19,8742	5,2695	25,1437
	в т.ч. индивидуальные	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,1360	0,0719	0,2079	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	2,1506	0,1784	2,3289
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,0000	0,0000	0,0000	2,8361	0,1639	3,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	5,7576	0,3714	6,1290

Таблица 4.15 – Прирост потребления тепловой энергии в границах зон действия источников тепловой энергии ЗАТО Северск в период до 2029 года, тыс. Гкал/год

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2025			2026			2027			2028			2029		
		ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
ТЭЦ	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	10,35	2,26	12,62	6,93	1,84	8,77	5,79	1,76	7,54	5,70	1,87	7,57	8,20	2,06	10,26
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	5,97	1,79	7,76	5,79	1,76	7,54	5,79	1,76	7,54	5,70	1,87	7,57	5,70	1,87	7,57
	в т.ч. многоквартирные	5,97	1,79	7,76	5,79	1,76	7,54	5,79	1,76	7,54	5,70	1,87	7,57	5,70	1,87	7,57
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	4,18	0,29	4,47	1,15	0,08	1,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,21	0,18	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,50	0,19	2,69
Автономный источник теплоснабжения	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	2,51	0,18	2,69	1,26	0,09	1,34	0,00	0,00	0,00	1,25	0,10	1,35	0,00	0,00	0,00
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	в т.ч. многоквартирные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	2,51	0,18	2,69	1,26	0,09	1,34	0,00	0,00	0,00	1,25	0,10	1,35	0,00	0,00	0,00
Всего по ЗАТО "Северск"	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	12,87	2,44	15,30	8,19	1,93	10,11	5,79	1,76	7,54	6,95	1,97	8,92	8,20	2,06	10,26
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	5,97	1,79	7,76	5,79	1,76	7,54	5,79	1,76	7,54	5,70	1,87	7,57	5,70	1,87	7,57
	в т.ч. многоквартирные	5,97	1,79	7,76	5,79	1,76	7,54	5,79	1,76	7,54	5,70	1,87	7,57	5,70	1,87	7,57
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	4,18	0,29	4,47	1,15	0,08	1,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	2,72	0,35	3,07	1,26	0,09	1,34	0,00	0,00	0,00	1,25	0,10	1,35	2,50	0,19	2,69

Таблица 4.16 – Прирост потребления тепловой энергии в границах зон действия источников тепловой энергии ЗАТО Северск в период до 2045 года, тыс. Гкал/год

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2030			2031-2035			2036-2040			2041-2045			2025-2045		
		ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
ТЭЦ	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	6,06	2,12	8,18	22,27	7,58	29,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	65,30	19,49	84,79
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	5,70	1,87	7,57	14,77	7,00	21,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49,40	17,93	67,33
	в т.ч. многоквартирные	5,70	1,87	7,57	14,77	7,00	21,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	49,40	17,93	67,33
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,36	0,25	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,69	0,62	6,31
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	7,50	0,57	8,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,21	0,94	11,15
Автономный источник теплоснабжения	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	0,00	0,00	0,00	3,15	0,52	3,67	7,09	1,16	8,25	7,09	1,16	8,25	22,35	3,20	25,55
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	3,15	0,52	3,67	7,09	1,16	8,25	7,09	1,16	8,25	17,34	2,84	20,17
	в т.ч. многоквартирные	0,00	0,00	0,00	3,15	0,52	3,67	7,09	1,16	8,25	7,09	1,16	8,25	17,34	2,84	20,17
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,02	0,36	5,38
Всего по ЗАТО "Северск"	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	6,06	2,12	8,18	25,42	8,09	33,51	7,09	1,16	8,25	7,09	1,16	8,25	87,65	22,69	110,34
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	5,70	1,87	7,57	17,92	7,52	25,44	7,09	1,16	8,25	7,09	1,16	8,25	66,74	20,76	87,50
	в т.ч. многоквартирные	5,70	1,87	7,57	17,92	7,52	25,44	7,09	1,16	8,25	7,09	1,16	8,25	66,74	20,76	87,50
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,36	0,25	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,69	0,62	6,31
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	7,50	0,57	8,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,23	1,30	16,53

Таблица 4.17 – Прирост расхода теплоносителя в границах зон действия источников тепловой энергии ЗАТО Северск в период до 2029 года, т/ч

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2025			2026			2027			2028			2029		
		ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
ТЭЦ	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	48,75	22,99	71,74	32,64	18,67	51,32	27,24	17,86	45,10	26,83	19,03	45,86	38,60	20,98	59,58
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	28,09	18,23	46,32	27,24	17,86	45,10	27,24	17,86	45,10	26,83	19,03	45,86	26,83	19,03	45,86
	в т.ч. многоквартирные	28,09	18,23	46,32	27,24	17,86	45,10	27,24	17,86	45,10	26,83	19,03	45,86	26,83	19,03	45,86
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	19,68	2,97	22,65	5,40	0,82	6,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,98	1,79	2,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,77	1,94	13,71
Автономный источник теплоснабжения	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	11,82	1,79	13,61	5,91	0,89	6,81	0,00	0,00	0,00	5,88	0,97	6,86	0,00	0,00	0,00
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	в т.ч. многоквартирные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	11,82	1,79	13,61	5,91	0,89	6,81	0,00	0,00	0,00	5,88	0,97	6,86	0,00	0,00	0,00
Всего по ЗАТО "Северск"	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	60,57	24,78	85,35	38,56	19,57	58,12	27,24	17,86	45,10	32,71	20,01	52,72	38,60	20,98	59,58
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	28,09	18,23	46,32	27,24	17,86	45,10	27,24	17,86	45,10	26,83	19,03	45,86	26,83	19,03	45,86
	в т.ч. многоквартирные	28,09	18,23	46,32	27,24	17,86	45,10	27,24	17,86	45,10	26,83	19,03	45,86	26,83	19,03	45,86
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	19,68	2,97	22,65	5,40	0,82	6,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	12,81	3,57	16,38	5,91	0,89	6,81	0,00	0,00	0,00	5,88	0,97	6,86	11,77	1,94	13,71

Таблица 4.18 – Прирост расхода теплоносителя в границах зон действия источников тепловой энергии ЗАТО Северск в период до 2045 года, т/ч

Наименование источника тепловой энергии	Ввод объектов капитального строительства	2030			2031-2035			2036-2040			2041-2045			2025-2045		
		ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего	ОВ	ГВС	Всего
ТЭЦ	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	28,52	21,59	50,11	104,85	76,99	181,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	307,43	198,11	505,54
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	26,83	19,03	45,86	69,54	71,16	140,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,60	182,20	414,80
	в т.ч. многоквартирные	26,83	19,03	45,86	69,54	71,16	140,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	232,60	182,20	414,80
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	1,69	2,56	4,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26,77	6,35	33,12
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	35,31	5,83	41,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	48,06	9,56	57,62
Автономный источник теплоснабжения	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	0,00	0,00	0,00	14,84	5,24	20,08	33,39	11,79	45,18	33,39	11,79	45,18	38,46	8,89	47,36
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	14,84	5,24	20,08	33,39	11,79	45,18	33,39	11,79	45,18	14,84	5,24	20,08
	в т.ч. многоквартирные	0,00	0,00	0,00	14,84	5,24	20,08	33,39	11,79	45,18	33,39	11,79	45,18	14,84	5,24	20,08
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23,62	3,65	27,27
Всего по ЗАТО "Северск"	**Ввод строений в течение периода, тыс. м²**	28,52	21,59	50,11	119,69	82,23	201,92	33,39	11,79	45,18	33,39	11,79	45,18	345,90	207,00	552,90
	Ввод жилых строений в течение периода, тыс. м²	26,83	19,03	45,86	84,38	76,40	160,78	33,39	11,79	45,18	33,39	11,79	45,18	247,44	187,44	434,88
	в т.ч. многоквартирные	26,83	19,03	45,86	84,38	76,40	160,78	33,39	11,79	45,18	33,39	11,79	45,18	247,44	187,44	434,88
	в т.ч. индивидуальные	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Ввод общественно-деловых строений в течение периода, тыс. м²	1,69	2,56	4,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26,77	6,35	33,12
	Ввод промышленных строений в течение периода, тыс. м²	0,00	0,00	0,00	35,31	5,83	41,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	71,68	13,21	84,90

5. Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе

Централизованное теплоснабжение предусмотрено для существующей и перспективной многоэтажной жилой застройки (от четырех этажей и выше). Под индивидуальным теплоснабжением понимается, в частности, печное отопление и теплоснабжение от индивидуальных (квартирных) котлов, а также автономные производственные источники теплоснабжения (для промышленных объектов). По существующему состоянию системы теплоснабжения, индивидуальное теплоснабжение применяется в индивидуальном малоэтажном жилищном фонде. Прогноз прироста тепловой нагрузки, сгруппированный по расчетным элементам территориального деления, приведен в п. 4 настоящей Книги. Прирост тепловой нагрузки в зонах действия индивидуального теплоснабжения представлен в соответствующих таблицах п. 4 (строки «Прочие котельные города, индивидуальные источники теплоснабжения»).

6. Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилировании

Промышленность ЗАТО Северск имеет традиционно сложившуюся отраслевую структуру: обрабатывающие производства, обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха, водоснабжение, водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений и определяет общую тенденцию в развитии экономики ЗАТО Северск.

Ведущее направление в обрабатывающей промышленности ЗАТО Северск – производство ядерного топлива (АО «СХК»).

Прочие направления обрабатывающих производствпроизводство химических веществ и химических продуктов – ООО «Сибирский титан», ООО «ТомскАзот», ООО «МК-Полимер»;

производство готовых металлических изделий – ООО «Научно-производственная компания «ВАБ-70», ООО «СибРегионПромсервис»;

производство электрического оборудования – ООО «Северскккабель»;

производство прочей неметаллической минеральной продукции – ООО «Интергласс»;

производство прочих транспортных средств и оборудования – ООО «Самусьский ССРЗ»;

производство пищевых продуктов – ООО «Деревенское молочко».

Основными факторами развития производственных зон является начало капиталоемкого строительства инновационного реактора (Брест-ОД-300), а также рост объемов производства резидентов ТОР «Северск». Перечень производственных объектов, ввод которых запланирован в период планирования Схемы теплоснабжения приведен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Перечень производственных и складских строений, строительство которых запланировано в период планирования Схемы теплоснабжения

Застройщик	Наименование объекта строительства	Адрес	Площадь, кв. м
АО «РГ - Западная Сибирь»	производственно-технический комплекс по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов I и II классов опасности «Западная Сибирь» (шифр: Экотехнопарк «Западная Сибирь»)	ЗАТО Северск, второе участковое лесничество ЗАТО Северск, участок 40/3	10 600,2
АО «СХК»	«АО «СХК», СЗ Здание № 50А, ПХСУ. Повышение энергоэффективности хладо - и теплообеспечения оборудования 2-го и 4-го производств ПХСУ»	г. Северск, Автодорога 14/17	5 300,1
ООО «Сибирский титан»	Промышленное производство пигментного диоксида титана на основе фторидной технологии	г. Северск, Автодорога, 2/3	879,2
АО «СХК»	Стенд приемо-сдаточных испытаний главного циркуляционного насосного агрегата реакторной установки БРЕСТ-ОД-300	г. Северск, второе участковое лесничество ЗАТО Северск, участок № 40/2и	6 006,1
н/д	Коммунально-складские объекты	ул. Леонтичука, 11/1	12 012,2
н/д	ТОСЭР "Северск" объекты капитального строительства производственного (промышленного) назначения 4-5 класса опасности	уд. Предзаводская	36 036,7

7. Описание изменений показателей существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения

За 2024 год в Северске выполнены новые присоединения к системе теплоснабжения на базе ТЭЦ. Перечень объектов теплопотребления, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1 – Перечень объектов теплопотребления, подключенных к тепловым сетям существующих систем теплоснабжения в период, предшествующий актуализации Схемы теплоснабжения (в 2024 году)

Адрес	Наименование объекта	Источник	Тепловая нагрузка, Гкал/ч			
			Отопление	Вентиляция	ГВС	Итого
Жилые строения						
МКД						
г. Северск, ул. Ленина, 116. 1 этап секция № 2	Многоквартирный жилой дом	ТЭЦ	0,3696	0,0534	0,1591	0,5821
Общественно-деловые строения						
г. Северск, ул. Парусинка, 6, стр. 23	Общественно-деловые строения	ТЭЦ	0,0615	0,0000	0,0000	0,0615
г. Северск, ул. Лесная, 1а, стр. 3	Общественно-деловые строения	ТЭЦ	0,0400	0,0000	0,0000	0,0400
г. Северск, пр. Коммунистический, 94, стр. 1	Общественно-деловые строения	ТЭЦ	0,0225	0,0000	0,0000	0,0225
г. Северск, пер. Чекист, 10	Общественно-деловые строения	ТЭЦ	0,0295	0,0000	0,0000	0,0295
г. ул. Транспортная, 79, стр. 15	Общественно-деловые строения	ТЭЦ	0,0304	0,0000	0,0000	0,0304

Прогноз перспективной застройки при актуализации Схемы теплоснабжения выполнен с учетом ретроспективных показателей ввода жилых и общественно-деловых строений. Прогноз перспективной застройки в Схеме теплоснабжения приоритетно выполняется на основе

выданных теплоснабжающими организациями технических условий на присоединение, а также данных, предоставляемых Комитетом архитектуры и градостроительства Администрации ЗАТО Северск.

Сравнение темпов ввода жилья по утвержденной и актуализированной Схем показано на рисунке 7.1.

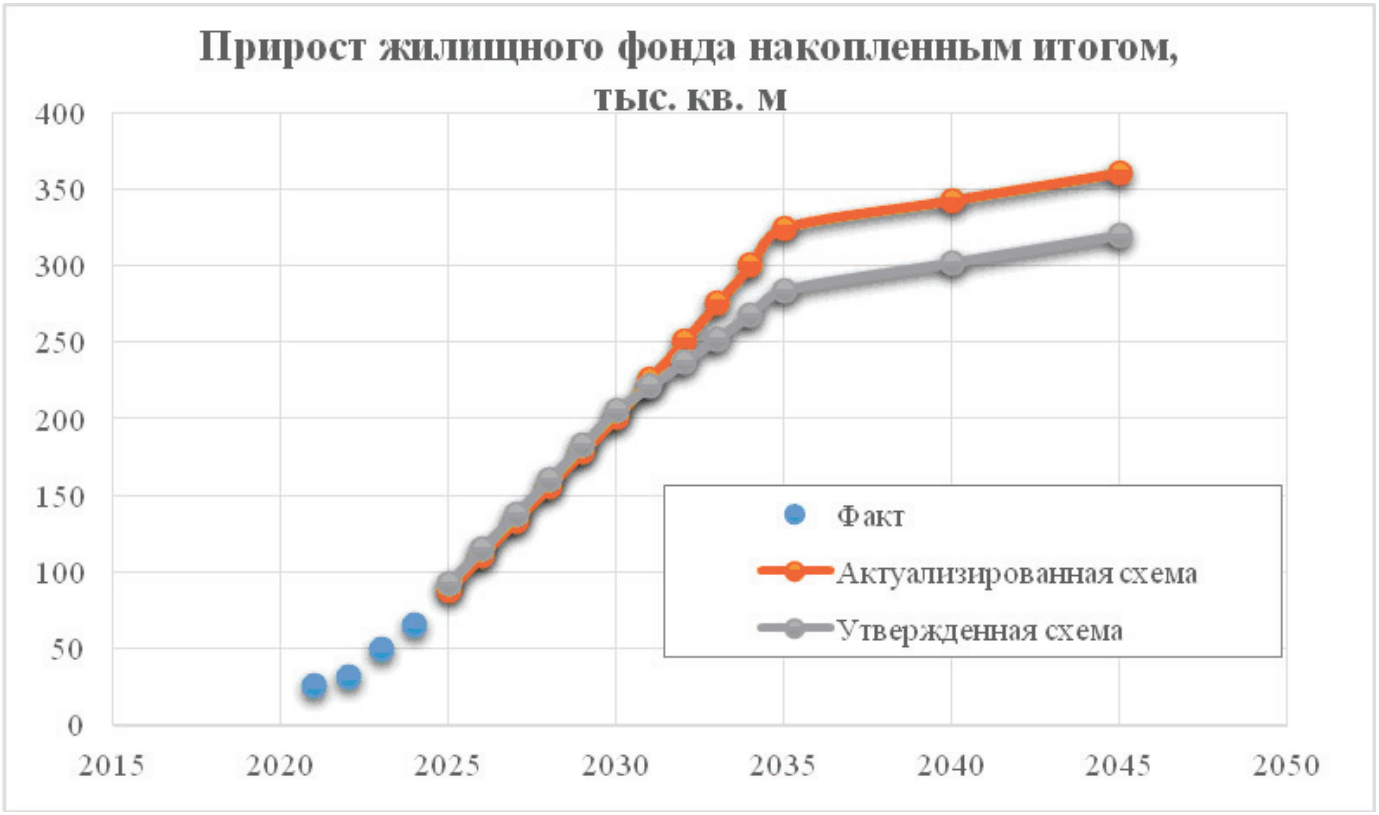


Рисунок 7.1 – Сравнение темпов ввода жилья

Из рисунка 7.1 видно, что актуализированная Схема теплоснабжения предусматривает несколько увеличенные по сравнению с утвержденными показателями темпы ввода жилья.

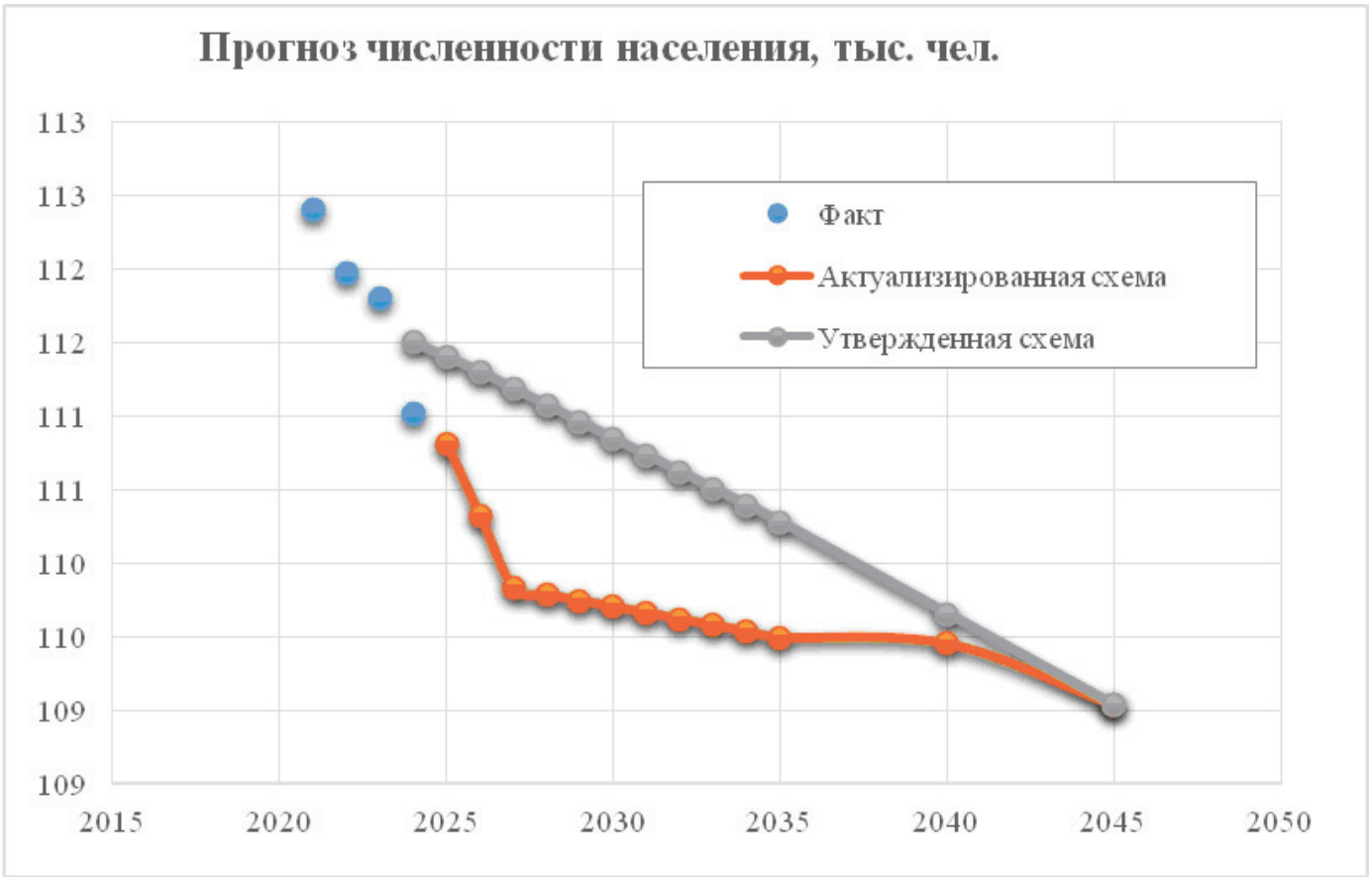


Рисунок 7.2 – Прогноз изменения численности населения

Отличия в прогнозных показателях численности населения обусловлены ретроспективными показателями, имеющими отрицательную динамику и прогнозом социально-экономического развития города, предполагающего снижение численности населения к 2045 году.

УТВЕРЖДЕНА
постановлением
Администрации ЗАТО Северск
от 26.06.2025 № 1539-па

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ЗАКРЫТОГО АДМИНИСТРАТИВНО-ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СЕВЕРСК ДО 2045 ГОДА
Актуализация на 2026 год

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ
ПСТ.ОМ.70-22.002.000

Разработчик: Общество с ограниченной ответственностью «НЭТ – Консалтинг»

Томск 2025

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 267
1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа, города федерального значения и с полным топологическим описанием связности объектов 268
1.1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения 268
1.2 Привязка объектов системы теплоснабжения к топографической основе 272
1.3 Топологическое описание связности объектов 272
2 Паспортизация объектов системы теплоснабжения 272
3 Паспортизация и описание расчетных единиц территориального и административного деления 272
4 Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть 273
4.1 Конструкторский гидравлический расчет трубопроводов тепловой сети 276
4.2 Расчет потокораспределения в трубопроводной сети 278
4.3 Температурные графики систем централизованного теплоснабжения 279
4.4 График качественного регулирования по отопительной нагрузке 279
4.5 Расчет номинального гидравлического режима систем горячего водоснабжения 280
5 Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии 283
6 Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку 287
7 Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя 288
8 Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения 289
9 Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей 290
10 Исходные данные и примеры расчета. 291
10.1 Исходные данные 291

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящем отчёте о применяют следующие термины, обозначения и сокращения с соответствующими определениями:

АО	– акционерное общество
ОТЭК	– Объединённая теплоэнергетическая компания
ЗАТО	– закрытый административный территориальный округ
ФГАОУ ВО НИ ТПУ	– федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»
СХК	– Сибирский химический комбинат
РИР	– Росатом инфраструктурные решения

Введение

Электронная модель системы теплоснабжения ЗАТО Северск включена в состав настоящей схемы теплоснабжения в соответствии с требованиями Федерального закона № ФЗ-190 «О теплоснабжении» и постановления № 154 «Требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

Под электронной моделью системы теплоснабжения понимается математическая модель этой системы, привязанная к топографической основе ЗАТО Северск, предназначенная для имитационного моделирования всех процессов, протекающих в системе теплоснабжения. Модель реализована в геоинформационной системе (далее ГИС) Zulu, содержит информацию по элементам системы теплоснабжения и предназначена для выполнения тепловых, гидравлических расчетов, моделирования переключений, построения пьезометрических графиков. ГИС Zulu предназначена для визуализации пространственных данных в векторном виде, анализа их топологии и их связи с семантическими базами данных. ГИС электронной модели системы теплоснабжения ЗАТО Северск содержит графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе города, границы муниципального образования, границы кадастровых кварталов, административных районов города.

В состав доработанной актуализированной электронной модели системы теплоснабжения ЗАТО Северск входят все необходимые данные, описывающие существующее положение системы теплоснабжения на момент актуализации схемы теплоснабжения и данные, описывающие перспективное развития системы теплоснабжения до 2035 года.

Электронная модель системы теплоснабжения ЗАТО Северск обеспечивает:

графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе с полным топологическим описанием связности объектов;

хранение и актуализацию данных о тепловых сетях и сооружениях на них;

выполнение гидравлических расчетов тепловых сетей;

моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях;

групповое изменение характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;

расчет и сравнение пьезометрических графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей;

автоматизированное определение пути движения теплоносителя до произвольно выбранного потребителя с целью расчета вероятности безотказной работы (надежности) системы теплоснабжения относительно этого потребителя;

определение существования пути движения теплоносителя до выбранного потребителя при повреждении произвольного участка тепловой сети;

автоматизированный расчет отключенных от теплоснабжения потребителей при повреждении произвольного (любого) участка тепловой сети;

Расчет систем теплоснабжения производится с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети. Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Базовый комплекс электронной модели состоит из следующих расчетных модулей:

модуль наладочного расчета;

модуль поверочного расчета;

модуль конструкторского расчета;

модуль расчета температурного графика;
модуль построения пьезометрического графика;
модуль решения коммутационных задач;
модуль расчета нормативных потерь теплоты и теплоносителя.

Модуль поверочного расчета электронной модели позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы теплоснабжения, а также прогнозировать изменение температуры воздуха в зданиях потребителей. Режимы работы системы анализируются с учётом потерь теплоты и теплоносителя из тепловой сети и систем теплопотребления фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях. Расчеты проводятся с различными исходными данными, в том числе в аварийных ситуациях: отключении отдельных участков тепловой сети, передаче теплоносителя и тепловой энергии от одного источника к другому и т.п. В качестве теплоносителя может использоваться: вода, антифриз или этиленгликоль.

Результаты расчетов представляются в табличном и графическом виде и могут быть экспортированы в MS Excel.

В процессе работы с актуализированной электронной моделью ЗАТО Северск были выполнены необходимые расчеты и сформированы мероприятия по строительству и реконструкции источников тепловой энергии и тепловых сетей.

1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа, города федерального значения и с полным топологическим описанием связности объектов

В электронной модели система теплоснабжения ЗАТО Северск представлена следующими основными объектами: источник, участок, потребитель, узлы: центральный тепловой пункт (ЦТП), насосная станция, запорно-регулирующая арматура и другие элементы системы теплоснабжения. Все элементы системы являются узлами, а участки тепловой сети - дугами связанного графа математической модели. Каждый объект математической модели относится к определенному типу и имеет режимы работы, соответствующие его функциональному назначению.

1.1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения

Источник – символьный объект тепловой сети, моделирующий режим работы котельной или ТЭЦ. В математической модели источник представляется сетевым насосом (создающим располагаемый напор) и подпиточным насосом (определяющим напор в обратном трубопроводе). Внешнее и внутреннее представление источника показано на рисунке 1.

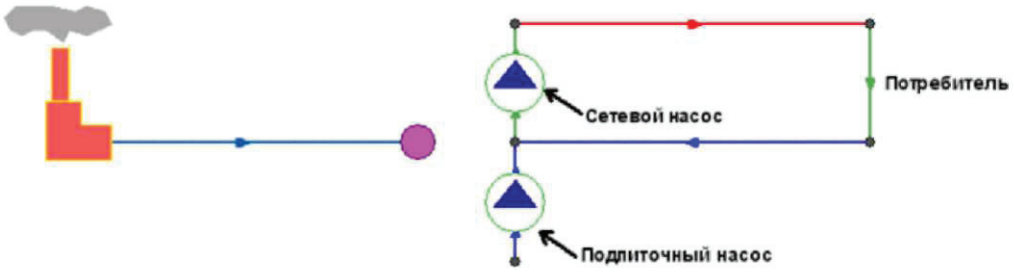


Рисунок 1 – Однолинейное изображение источника (слева) и внутреннее представление (справа)

Участок – линейный объект, на котором не изменяются:
диаметр трубопровода;
тип прокладки;
вид изоляции;
расход теплоносителя.

Двухтрубная тепловая сеть изображается в одну линию и соответствует стандартному изображению сети по ГОСТ 21.605-82. Участок имеет различные режимы работы: «отключен подающий», «отключен обратный» и т.п.

Участок обязательно начинается и заканчивается одним из типовых узлов (объектом сети).

Направление движения теплоносителя в подающем трубопроводе выявляется только после выполнения гидравлического расчета. После выполнения расчета значение расхода в подающем трубопроводе на некоторых участках может быть отрицательным. Отрицательное значение расхода означает, что направление движения теплоносителя в подающем трубопроводе на участке не совпадает с направлением изображения участков теплопровода. Расчетный модуль при установленном флажке «автоматически изменять направление участков», позволяет после выполнения расчетов (наладочный, поверочный) изменить направление стрелки на соответствующее направлению движения теплоносителя по подающему трубопроводу (значение расхода в подающем трубопроводе при этом будет всегда положительно, рисунок 2).

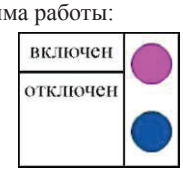


Рисунок 2 – Направление движения теплоносителя

Потребитель – символьный объект тепловой сети, характеризующийся потреблением тепловой энергии и сетевой воды. В модели существует два вида потребителей: «потребитель» и «обобщенный потребитель».

«Потребитель» – это конечный объект участка, в который входит один подающий и выходит один обратный трубопровод тепловой сети. Под потребителем понимается абонентский ввод в здание.

Условное обозначение потребителя в зависимости от режима работы:



Присоединение потребителя к тепловой сети и его внутреннее представление изображено на рисунке 3.

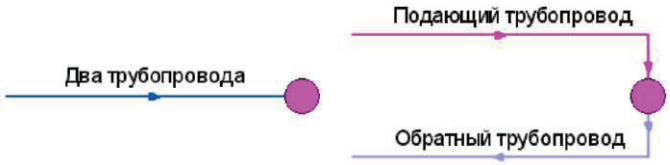


Рисунок 3 – Присоединение потребителя к тепловой сети (слева) и его внутреннее представление (справа)

Внутренняя кодировка потребителя зависит от схемы присоединения тепловых нагрузок к тепловой сети. Используются схемы элеваторные, с насосным смешением, с независимым присоединением, с открытым или закрытым отбором воды на ГВС. Схемы присоединения имеют разную степень автоматизации подключенной нагрузки, которая определяется наличием регулятора температуры, например, на ГВС, регулятором расхода или нагрузки на систему отопления, регулирующим клапаном на систему вентиляции.

На данный момент в модели предусмотрено использование 32-х схем присоединения потребителей.

«Обобщенный потребитель» – символьный объект тепловой сети, характеризующийся потребляемым расходом сетевой воды или заданным сопротивлением. Таким потребителем моделируется общая нагрузка квартала (рисунок 4).

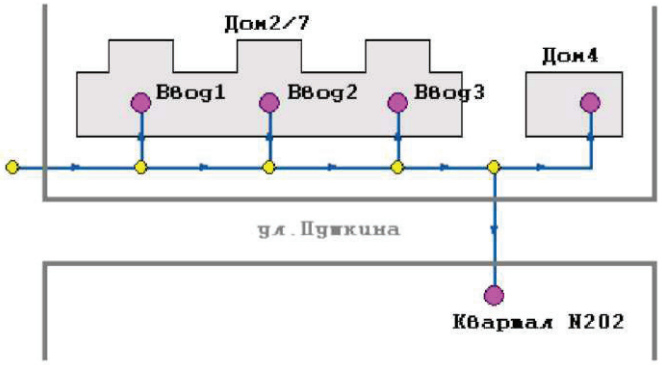


Рисунок 4 – Пример обобщенного потребителя

Узел – символьный объект тепловой сети. В тепловой сети узлами являются все объекты сети, кроме источника, потребителя и участков. В математической модели внутреннее представление объектов (кроме источника, потребителя, перемычки, ЦТП и регуляторов) моделируется двумя узлами, установленными на подающем и обратном трубопроводах.

Простой узел – символьный объект тепловой сети, например, разветвление трубопровода, смена прокладки, вида изоляции или точка контроля для регулятора.

В математической модели объект представляется двумя узлами, установленными на подающем и обратном трубопроводах.



Рисунок 5 – Однолинейное изображение узла (слева) и внутреннее представление (справа)

На рисунке 6 представлен вариант подключения одного трубопровода (подающего) к двухтрубной тепловой сети.

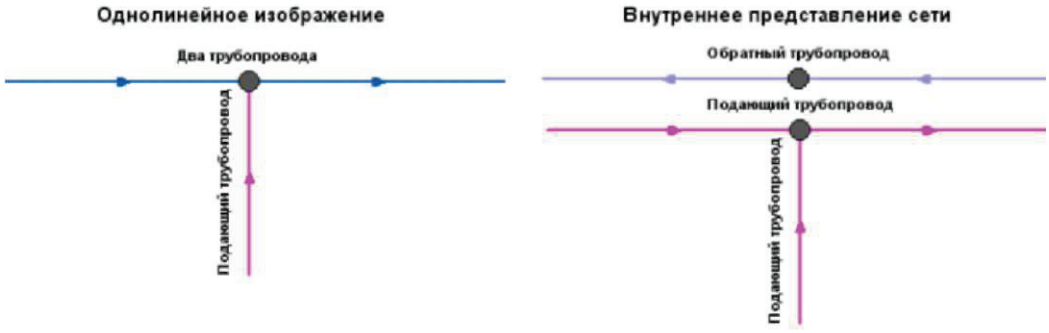


Рисунок 6 – Подключение подающего трубопровода к тепловой сети

Насосная станция – символьный объект тепловой сети, характеризующийся заданным напором или напорно-расходной характеристикой установленного насоса. Условное обозначение насосной станции:



Насосная станция в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении, в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах (рисунок 7).



Рисунок 7 – Однолинейное изображение (вверху) и внутреннее представление (внизу) сети с насосными станциями

Последовательная и параллельная установка насосов на станции в модели схематически изображаются так, как показано на рисунке 8. Если установленные насосы имеют одинаковые характеристики, то на схеме они обозначаются одним объектом с указанием количества работающих насосов.

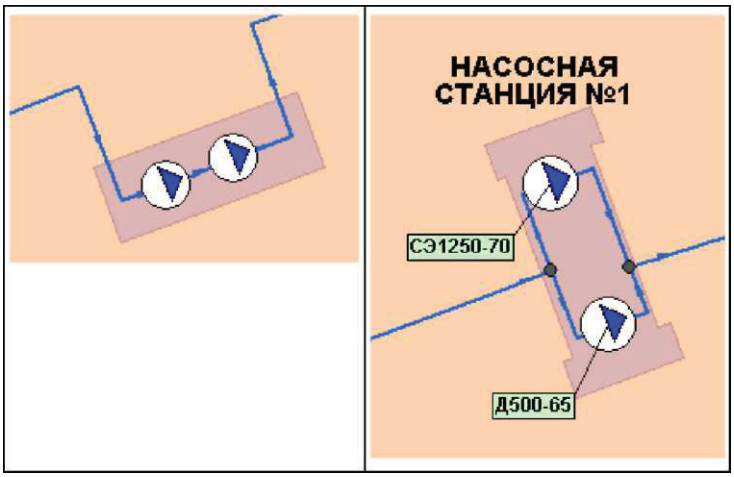


Рисунок 8 – Насосы, работающие последовательно (слева) и параллельно, разных марок (справа)

Задвижка – символьный объект тепловой сети, являющийся отсекающим устройством. Задвижка, кроме двух режимов работы (открыта, закрыта), может находиться в промежуточном состоянии, которое определяется степенью её закрытия. Промежуточное состояние задвижки должно определяться при её режиме работы «Открыто». Условное обозначение запорно-регулирующего устройства в зависимости от режима работы:



Задвижка в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении, в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах (рисунок 9).

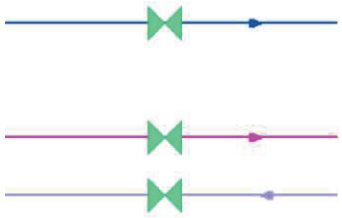


Рисунок 9 – Однолинейное изображение (вверху) и внутреннее представление (внизу) сети с задвижками

Задвижка в режиме «Закрыто» во внутреннем представлении моделируется двумя закрытыми задвижками на обоих трубопроводах. Изображение задвижек, расположенных внутри тепловой камеры, показано на рисунке 10.

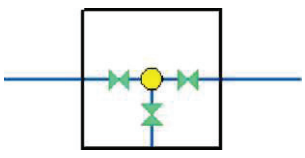
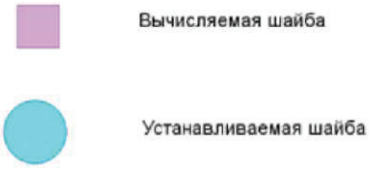


Рисунок 10 – Деталировка тепловой камеры

Дроссельная шайба – символьный объект тепловой сети, характеризуемый фиксированным сопротивлением, зависящим от диаметра шайбы. Дроссельная шайба имеет два режима работы:



Для объекта «Вычисляемая шайба» в результате наладочного расчета определяется количество шайб и их диаметр.
Для объекта «Устанавливаемая шайба» заносится информация о количестве этих устройств и их диаметре.
Дроссельная шайба в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении, в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах (рисунок 11).



Рисунок 11 – Однолинейное изображение (слева) и внутреннее представление (справа) сети с дроссельными шайбами
Регулятор располагаемого напора – символьный объект тепловой сети, поддерживающий заданный располагаемый напор после себя:

 – регулятор располагаемого напора на подающем трубопроводе;

 – регулятор располагаемого напора на обратном трубопроводе.
Регулятор располагаемого напора устанавливается, в зависимости от выбранного режима, на одном из трубопроводов: подающем или обратном (рисунок 12).

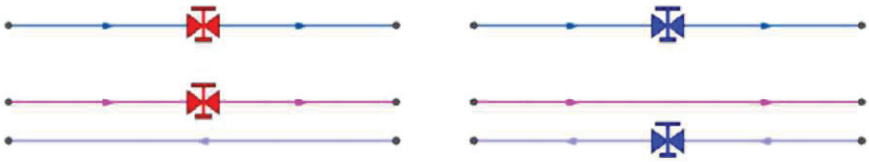


Рисунок 12 – Однолинейное изображение (вверху) и внутреннее представление (внизу) сети с регуляторами располагаемого напора
Регулятор расхода – символьный объект тепловой сети, поддерживающий заданный расход теплоносителя:

 – регулятор расхода на подающем трубопроводе;

 – регулятор расхода на обратном трубопроводе.
Устанавливается, в зависимости от выбранного режима, на одном из трубопроводов: подающем или обратном.
Регулятор давления – это символьный объект тепловой сети, поддерживающий заданное давление в трубопроводе «до себя» или «после себя»:

 – регулятор давления на подающем трубопроводе;

 – регулятор давления на обратном трубопроводе.
Устанавливается, в зависимости от выбранного режима, на одном из трубопроводов: подающем или обратном (рисунок 13).

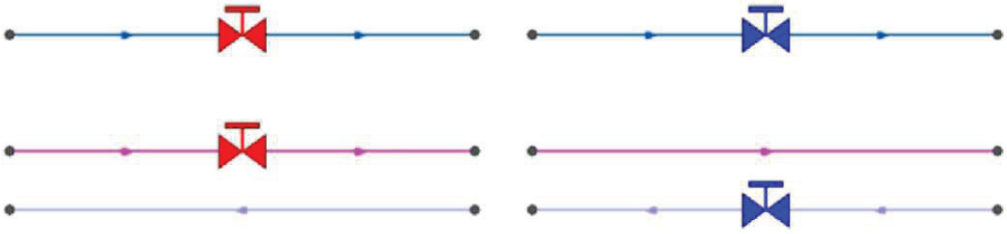


Рисунок 13 – Однолинейное изображение (вверху) и внутреннее представление (внизу) сети с регуляторами давления
Регулятор давления, установленный на подающем или обратном трубопроводе, контролирует давление «до себя» или «после себя» (рисунок 14). Для указания работы регулятора устанавливается узел контроля (простой узел) и выполняется соединение их вспомогательным участком.

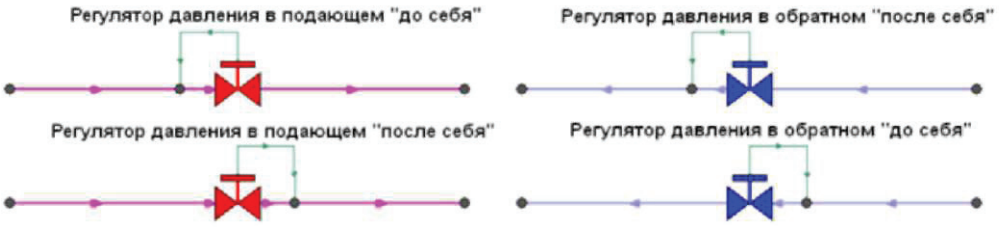


Рисунок 14 – Изображения регуляторов давления «до себя» и «после себя»

На рисунке 15 показан участок трубопровода, на котором установлен регулятор давления «после себя» на подающем трубопроводе, регулирующий давление на всасывающем патрубке насосной станции.

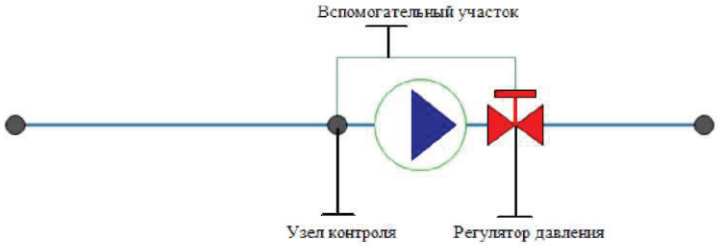


Рисунок 15 – Регулятор давления «до себя» на подающем трубопроводе

1.2 Привязка объектов системы теплоснабжения к топографической основе

Тепловая сеть ЗАТО Северск изображается на карте с привязкой к местности (по координатам, с привязкой к окружающим объектам), что позволяет проводить теплогидравлические расчеты и решать другие задачи, исходя из точного местонахождения тепловых сетей.

Тепловая сеть изображается схематично, при этом важно, что объекты тепловой сети (узлы) соединяются участками (дугами). Степень детализации при изображении тепловой сети на карте с привязкой к местности или при схематичном изображении может быть различной.

Наличие компенсаторов и запорных устройств влияет на гидравлические потери в тепловой сети. Все местные сопротивления заносятся в базу данных для адекватного моделирования гидравлических потерь. В связи с этим, точность и детальность отображения сети на карте на результаты расчетов не влияют.

1.3 Топологическое описание связности объектов

Топологическое описание тепловой сети ЗАТО Северск находится в файлах описателя, формируемых автоматически в процессе разработки электронной модели. Так, например, описание растрового изображения содержится в текстовом файле с расширением ZRS. Файл состоит из следующих блоков:

заголовок;
параметры привязки;
точки привязки;
область отображения.

Описание файловой структуры пакета, а также особенностей формирования схем теплоснабжения различной степени сложности, приведены в руководствах и инструкциях производителя ПК «ZuluTermo» (ООО «Политерм» www.politerm.com).

2 ПАСПОРТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Электронная модель ЗАТО Северск обеспечивает паспортизацию технических характеристик элементов системы теплоснабжения, которая позволяет учитывать индивидуальные технические характеристики реальных объектов при выполнении расчетных задач.

Система паспортизации включает описания следующих основных объектов:

Источник;
Участок;
Потребитель;
Обобщенный потребитель;
ЦТП;
Узел;
Насосная станция;
Задвижка.

При описании индивидуальных технических характеристик указанных объектов используются следующие типы данных:

- данные паспорта теплосетевого объекта;
- данные произведенного расчета электронной моделью.

Представленное наполнение паспорта объекта тепловой сети является базовым, при необходимости элементы базы данных паспорта могут быть заменены, убраны, добавлены и перегруппированы.

3 ПАСПОРТИЗАЦИЯ И ОПИСАНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЕДИНИЦ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО И АДМИНИСТРАТИВНОГО ДЕЛЕНИЯ

В электронной модели системы теплоснабжения ЗАТО Северск районы теплоснабжения представляются как объекты, сгруппированные по территориальному (административному или другому) признаку. Электронная модель схемы теплоснабжения обеспечивает получение данных о единице (единицах) деления в форме запросов. Порядок формирования запросов в ПК «ZuluTermo» следующий:

1. Активируется слой, в базе данных которого находятся требуемые для вывода данные (в списке слоев  у указанного слоя активируется команда ).
2. Активируется команда «Выделить областью»  панели «Навигация».

3. Используя Alt, указать расчетную единицу, по которой запрашиваются данные. При этом в группу объединяются все объекты слоя и активируется команда «Отменить группу» панели «Карта». Если объекты, которые надо выделить окажутся на пересечении контуров объектов других слоев, то в диалоговом окне «Пересечение с контуром из слоя» необходимо выбрать слой, в который входит объект и в пределах которого создается группа (рисунок 16).

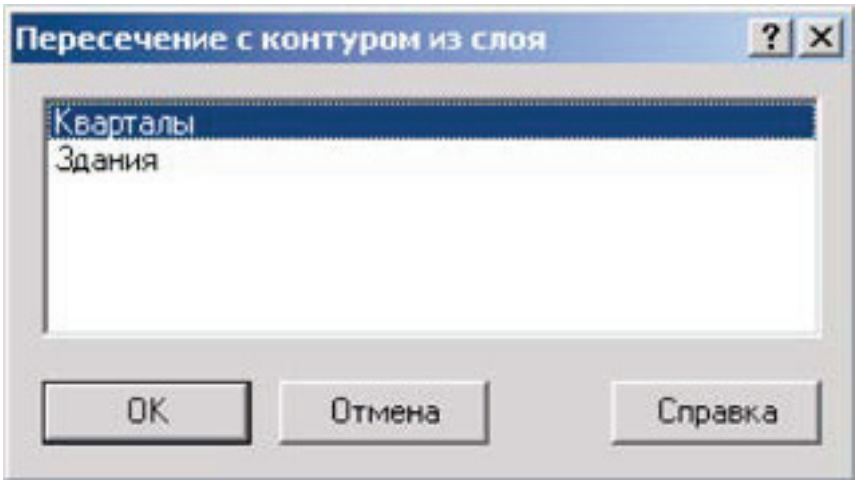


Рисунок 16 – Диалоговое окно «Пересечение с контуром из слоя»

4. Активируется команда «Информация» на панели «Навигация».
5. Указывается объект активного слоя в выделенной группе. В результате этого действия выводится табло информации по выбранному объекту с активной вкладкой «Текущая запись».
6. На выведенном табло активируется вкладка «Запрос».

В результате этого действия происходит переход на вкладку «Запрос» того же табло. На верхней панели кнопка отображается в активном состоянии.

7. Активируется команда «Запрос», расположенная на верхней панели того же табло. В результате этого действия происходит переход на вкладку «Ответ» того же табло, где в табличной форме представлены данные по ранее созданной гр
8. При необходимости вывода данных используются соответствующие команды верхней панели табло .

Получение данных по всем или нескольким расчетным единицам

При необходимости получения данных по всем или нескольким расчетным единицам из их общего количества следует воспользоваться рекомендациями раздела 8.5.1.8 Руководства пользователя ГИС Zulu и ZuluXTools (http://www.politerm.com.ru/docs.htm).

4 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ЛЮБОЙ СТЕПЕНИ ЗАКОЛЬЦОВАННОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЕ НЕСКОЛЬКИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЕДИНУЮ ТЕПЛОВУЮ СЕТЬ

В электронной модели системы теплоснабжения ЗАТО Северск предусматривается весь комплекс гидравлических расчетов тепловых сетей. Ниже приводятся основные расчетные зависимости, на основе которых электронная модель производит гидравлические расчеты.

Расчетный расход сетевой воды на систему отопления (СО), присоединенную по зависимой схеме, определяется по формуле:

$$G_{c.p.} = \frac{Q_{o.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.p.} - \tau_{2.p.})}, \frac{т}{ч}$$

где $Q_{o.p.}$ – расчетная нагрузка на систему отопления, Гкал/ч;

$\tau_{1.p.}$ – температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, °С

$\tau_{2.p.}$ – температура воды в обратном трубопроводе системы отопления при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, °С

Расчетный расход воды в системе отопления определяется из выражения:

$$G_{c.o.p.} = \frac{Q_{o.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{3.p.} - \tau_{2.p.})}, \frac{т}{ч}$$

где $\tau_{3.p.}$ – температура воды в подающем трубопроводе системы отопления при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, °С

Относительный расход сетевой воды $\overline{G}_{c.}$ на систему отопления:

$$\overline{G}_{c.} = \frac{G_{c.}}{G_{c.p.}}$$

где $G_{c.}$ – текущее значение сетевого расхода на систему отопления, т/ч.

Относительный расход тепла $\overline{Q}_{o.}$ на систему отопления:

$$\bar{Q}_{o.} = \frac{Q_{o.}}{Q_{o.p.}}$$

где $Q_{o.}$ – текущее значение расхода теплоты на систему отопления.
Расчетный расход теплоносителя в системе отопления присоединенной по независимой схеме:

$$G_{c.o.} = \frac{Q_{o.p.} \cdot 1000}{c \cdot (t_{1.p.} - t_{2.p.})}, \frac{т}{ч}$$

где $t_{1.p.}, t_{2.p.}$ – расчетная температура нагреваемого теплоносителя (второй контур) соответственно на выходе и входе в теплообменный аппарат, ºС.
Расчетный расход теплоносителя в системе вентиляции определяется по формуле:

$$G_{с.в.} = \frac{Q_{в.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.p.} - \tau_{2.в.p.})}, \quad т/ч$$

где $Q_{в.p.}$ – расчетная нагрузка на систему вентиляции Гкал/ч;

$\tau_{2.в.p.}$ – расчетная температура сетевой воды после калорифера системы вентиляции, ºС.
Расчетный расход теплоносителя на систему горячего водоснабжения (ГВС) для открытых систем теплоснабжения определяется по формуле:

$$G_{гвс.p.} = \frac{Q_{гвс.}^{ср.} \cdot 1000}{c \cdot (t_{гв.} - t_{хв.})}, \frac{т}{ч}$$

Расход воды на горячее водоснабжение из подающего трубопровода тепловой сети:

$$G_{п.гвс.} = \beta \cdot G_{гвс.p.}, \frac{т}{ч}$$

где β – доля отбора воды из подающего трубопровода, определяемая по формуле:

$$\beta = \frac{t_{гв.} - \tau_2}{\tau_1 - \tau_2}$$

Расход воды на горячее водоснабжение из обратного трубопровода тепловой сети:

$$G_{о.гвс.} = (1 - \beta) \cdot G_{гвс.p.}, \frac{т}{ч}.$$

Расчетный расход теплоносителя (греющей воды) на систему ГВС для закрытых систем теплоснабжения:
при параллельной схеме включения подогревателей на систему горячего водоснабжения вычисляется по формуле:

$$G_{гвс.p.} = \frac{Q_{гвс.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.и.} - \tau_{2.т.и.})}, \frac{т}{ч}$$

где: $\tau_{1.и.}$ – температура сетевой воды в подающем трубопроводе в точке излома температурного графика, °С
$\tau_{2.т.и.}$ – температура сетевой воды после подогревателя в точке излома температурного графика (принимается $\tau_{2.т.и.}$ = 30 °С
При наличии баков аккумуляторов:

$$Q_{гвс.p.} = Q_{гвс.}^{ср.}, \frac{Гкал}{ч} \quad (1)$$

При отсутствии баков аккумуляторов:

$$Q_{гвс.p.} = Q_{гвс.}^{max.}, \frac{Гкал}{ч} \quad (2)$$

где $Q_{гвс}^{ср}$ – величина средней тепловой нагрузки на ГВС, при отсутствии данных определяется по формуле:
$Q_{гвс}^{max}$ – величина максимальной тепловой нагрузки на ГВС, при отсутствии данных определяется по формуле:

$$Q_{гвс}^{max} = k \cdot Q_{гвс}^{ср}, \text{ Гкал/ч}$$

где k – коэффициент часовой неравномерности.
Для смешанной схемы включения подогревателей на систему горячего водоснабжения, при регулировании отпуска теплоты по отопительной нагрузке, расчетный расход греющей воды на верхнюю ступень подогревателя определяется по формуле:

$$G_{гвс.p.}^{II} = \frac{Q_{гвс}^{II} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.и.} - \tau_{2.т.и.})}, \quad т/ч$$

$$Q_{гвс.}^{II} = Q_{гвс}^{max} \cdot \frac{t_{гв} - t_{п}}{t_{гв} - t_{хв}}, Гкал/ч$$

где $t_{\text{п}}$ – температура холодной водопроводной воды после теплообменного аппарата нижней ступени, принимаемая на 5-10 ºС ниже температуры сетевой воды в обратном трубопроводе после системы отопления в точке излома температурного графика;

$\tau_{2.т.и.}$ – температура сетевой воды после теплообменного аппарата верхней ступени, принимаемая равной температуре сетевой воды после системы отопления в точке излома температурного графика, ºС.

Для последовательной схемы включения подогревателей на систему горячего водоснабжения при регулировании отпуска теплоты по отопительной нагрузке, расчетный расход греющей воды на верхнюю ступень подогревателя определяется по формуле:

$$G^{II}_{\text{гвс.р.}} = \frac{Q^{II}_{\text{гвс}} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.и} - \tau_{2.т.и})}, \ \text{т/ч}$$

где $\tau_{2.т.и.}$ – температура сетевой воды после теплообменного аппарата верхней ступени, ºС;

$$Q^{II}_{\text{гвс.}} = Q^{\text{бал}}_{\text{гвс}} \cdot \frac{t_{\text{гв}} - t_{\text{п}}}{t_{\text{гв}} - t_{\text{хв}}}, \text{Гкал/ч}$$

, Гкал/ч

где– балансовая нагрузка на горячее водоснабжение, Гкал/ч, при $\chi = 1{,}2$.

Расход сетевой воды на первую (нижнюю) ступень теплообменного аппарата определяется по формуле:

$$G^{I}_{\text{гвс.р.}} = G_{\text{аб.р}} = G_{\text{с.р}} + G^{II}_{\text{гвс.р.}}, \text{ т/ч}$$

где $G_{\text{аб.р}}$ – расчетный расход сетевой воды на абонентский ввод, т/ч;

$G^{II}_{\text{гвс.р.}}$ – расчетный расход сетевой воды на вторую (верхнюю) ступень теплообменного аппарата, т/ч.

Суммарный расход сетевой воды на абонентский ввод равен сумме расчетных расходов на отопление, вентиляцию и ГВС:

$$G_{\text{аб.в.р}} = G_{\text{со.р}} + G^{II}_{\text{гвс.р.}} + G_{\text{св.р}}, \text{ т/ч.}$$

Расчетный расход воды в двухтрубных тепловых сетях в неотопительный период определяется по формуле:

$$Q_{\text{гвс.р}} = \alpha \cdot Q^{max}_{\text{гвс}}, \text{ т/ч}$$

где α – коэффициент, учитывающий изменения среднего расхода воды на горячее водоснабжение в неотопительный период по отношению к отопительному периоду, принимаемый при отсутствии данных для жилищно-коммунального сектора равным 0,8 (для курортов α = 1,2 – 1,5), для предприятий – 1,0.

При этом максимальный расход воды на горячее водоснабжение определяется для открытых систем теплоснабжения по формуле:

$$G_{\text{гвс.р}} = \frac{Q^{max}_{\text{гвс}} \cdot 1000}{c \cdot (t_{\text{гв}} - t_{\text{хв}})}, \text{ т/ч}$$

при температуре холодной воды в неотопительный период.

Для закрытой системы при всех схемах присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения – по формуле:

$$G_{\text{гвс.р}} = \frac{Q^{max}_{\text{гвс}} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.и} - \tau_{2.т.и})}, \text{ т/ч.}$$

Расход воды в обратном трубопроводе двухтрубных водяных тепловых сетей открытых систем теплоснабжения принимается в размере 10 % от расчетного расхода воды, определенного по предыдущей формуле.

Определение сопротивлений участков тепловой сети и потребителей

Потери напора при движении теплоносителя по трубопроводам, определяются по формуле:

$$\Delta H_{\text{уч}} = S_{\text{уч}} \cdot \left(\frac{G_{\text{уч}}}{\rho}\right)^2,$$

где $G_{\text{уч}}$ – расход теплоносителя на участке тепловой сети, т/час;

$S_{\text{уч}}$ – приведенное сопротивление участка трубопровода, м/(т/час)2;

ρ - плотность теплоносителя, кг/м3.

Приведенное сопротивление участка трубопровода определяется по формуле:

$$S_{\text{уч}} = \frac{A_r \cdot (l_{\text{уч}} + l_{\text{экв}})}{g \cdot d^{5.25}_{\text{уч}}}, \text{ м ч}^2/\text{м}^6$$

где A_r – коэффициент.

$l_{\text{уч}}$ – длина участка трубопровода по плану, м;

$l_{\text{экв}}$ – эквивалентная длина участка трубопровода, м;

dуч– внутренний диаметр участка трубопровода, м;

g – ускорение свободного падения, м/с^2.

4.1 Конструкторский гидравлический расчет трубопроводов тепловой сети

Целью конструкторского гидравлического расчета является определение диаметров трубопроводов и потерь давления в тепловой сети при известных расходах и параметрах теплоносителя. Конструкторский расчет выполняется для тупиковой и кольцевой тепловой сети.

Исходными данными для проведения конструкторского гидравлического расчета являются:

схема тепловой сети;

длины участков тепловой сети, количество и места установки задвижек, компенсаторов и углов поворота;

расчетные нагрузки потребителей;

расчетные параметры теплоносителя на источнике и потребителях;

геодезические отметки узлов тепловой сети и высоты зданий.

Конструкторский расчет трубопроводов тепловой сети открытой системы теплоснабжения для зимнего периода выполняют для двух режимов:

при отсутствии водоразбора на горячее водоснабжение, когда расчетный расход теплоносителя, а, следовательно, и потери давления в подающем и обратном трубопроводах будут равными (диаметры подающего и обратного трубопровода одинаковые);

при максимальном водоразборе на горячее водоснабжение из обратного трубопровода (диаметры подающего и обратного трубопровода разные).

Конструкторский расчет тепловой сети закрытой системы теплоснабжения выполняется из условия, что диаметры подающего и обратного трубопроводов одинаковые.

Расходы теплоносителя на участках тепловой сети определяются в зависимости от схемы присоединения потребителей и способа регулирования отпуска теплоты.

Конструкторский расчет тепловой сети может быть выполнен двумя способами:

по известной разности располагаемых напоров в начале и конце рассчитываемой сети. При этом за основную магистраль при расчете разветвленной тепловой сети выбирают ветвь с наименьшими удельными потерями напора;

по задаваемым удельным потерям давления на основной магистрали и ответвлениях. В этом случае за основную магистраль принимается наиболее протяженная ветвь. Удельные потери на магистрали выбирают так, чтобы давления в узлах ответвлений обеспечивало нормальную работу всех потребителей.

В первом случае решение задачи сводится к определению расчетных удельных потерь напора и подбору таких диаметров трубопроводов, при которых фактические удельные потери напора не превышают расчетных. Под расчетным участком разветвленной сети будем понимать трубопровод, в котором расход теплоносителя не изменяется. Расчетный участок располагается, как правило, между соседними ответвлениями. Расчетный участок делится на два или несколько, если в его пределах требуется изменить диаметры труб или вид прокладки.

При этом конструкторский расчет тепловой сети распадается на два этапа: предварительный и поверочный.

4.1.1 Предварительный расчет

Определяются расчетные расходы теплоносителя на всех участках расчетной магистрали тепловой сети путем последовательного суммирования расходов теплоносителя по всем потребителям и ответвлениям.

Определяется расчетный располагаемый напор на каждом потребителе.

Определяется ориентировочная доля потерь давления в местных сопротивлениях по формуле Б.Л. Шифринсона:

$$\alpha_i = z \cdot \sqrt{G_i}$$

где G_i – расход теплоносителя на участке, кг/с;

z – коэффициент, зависящий от вида теплоносителя, для воды z = 0,03 – 0,05.

Определяется предварительное удельное линейное падение давления на расчетной магистрали по формуле:

$$R_{л.уд} = \frac{(\Delta H_{ист} - \Delta H_{пот}) \cdot \gamma_{ср}}{(1+\alpha) \cdot 2 \cdot \sum_1^n l_i} = \frac{(\Delta H_{ист} - \Delta H_{пот}) \cdot g \cdot \rho_{ср}}{(1+\alpha) \cdot 2 \cdot \sum_1^n l_i}$$, Па/м

где $2 \cdot \sum_1^n l_i$ – длина подающего и обратного трубопровода расчетной магистрали, м;

l_i – длина i-го участка подающего трубопровода, м;

n – количество участков подающего трубопровода на расчетной магистрали;

$\Delta H_{ист}$ – располагаемый напор на источнике, м;

$\Delta H_{пот}$ – располагаемый напор на потребителе, м;

$\gamma_{ср}$ – удельный вес теплоносителя, кг/м^3. При среднегодовой температуре теплоносителя, равной 75 °С

удельный вес воды $\gamma_{ср}$ = 9555 Н/м3 , $\rho_{ср}$ = 975 (кг/м^3).

Диаметр трубопровода предварительно определяется по формуле:

$$d_i = A_d^b \cdot \frac{G_i^{0.38}}{R_л^{0.19}}$$, м

где A_d^b – коэффициент, зависящий от шероховатости трубопровода и плотности теплоносителя, приведен в таблице 1;

G_i – массовый расход теплоносителя на участке сети, кг/с;

d_i – внутренний диаметр трубопровода, м.

4.1.2 Проверочный расчет

Округляется предварительно рассчитанный диаметр до ближайшего по стандарту. Определяется фактическое удельное падение давления по формуле:

$$R_{л.уд} = A_R^b \cdot \frac{G_i^2}{d_i^{5.25}}$$, Па/м. (3)

При определении фактических удельных потерь давления следует ориентироваться на диаметр условного прохода трубопровода, который для стальных труб равен усредненному по толщине стенки внутреннему диаметру.

Определяется сумма коэффициентов местных сопротивлений $\sum \xi$. При подсчете суммы коэффициентов местных сопротивлений учитывается все устанавливаемое на участке оборудование: задвижки, компенсаторы, отводы, тройники и т.д.

Определяется длина трубопровода, эквивалентная местным сопротивлениям, установленным на каждом участке, по формуле:

$$l_{экв} = A_i \cdot \sum \xi \cdot d_i^{1,25}, \text{ м} \quad (4)$$

где A_i , A_R^b, A_d^b – коэффициенты, зависящие от шероховатости трубопровода и плотности теплоносителя, приведены в таблице 1.

Определяется фактическое суммарное падение давления на участке по формуле:

$$\Delta P_{уч} = R_{л.уд} \cdot (l + l_{экв}), \text{ Па} \quad (5)$$

Определяется фактическая потеря напора на участке сети

$$\Delta H_{уч} = \frac{\Delta P_{уч}}{\gamma_{ср}} = \frac{\Delta P_{уч}}{g \cdot \rho_{ср}} = \frac{\Delta P_{уч}}{9,8 \cdot \rho_{ср}}, \text{ м.} \quad (6)$$

Определяется располагаемый напор в узлах расчетной магистрали

$$\Delta H_{узла} = \Delta H_{ист} - \Delta H_{под.уч} - \Delta H_{обр.уч}, \text{ м} \quad (7)$$

где $\Delta H_{под.уч}$ – фактические потери напора на участке подающего трубопровода, м;

$\Delta H_{обр.уч}$ – фактические потери напора на участке обратного трубопровода, м.

Определяется скорость движения воды в трубах, которая должна быть не более 3,5 м/с

$$\omega_{уч} = \frac{G_{уч}}{3600 \cdot f_{тр} \cdot \rho_{ср}} = \frac{G_{уч}}{3600 \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \rho_{ср}}, \text{ м/с} \quad (8)$$

Зависимость между расходом воды, скоростью и диаметром участка имеет вид:

$$G_{уч} = 2826 \cdot \omega_{уч} \cdot d^2 \cdot \rho_{ср}, \text{ т/ч.} \quad (9)$$

где $\rho_{ср}$ – плотность теплоносителя, кг/м^3;

$f_{тр}$ – площадь поперечного сечения трубопровода, м^2.

По известному располагаемому напору в узлах расчетной магистрали и располагаемому напору у потребителей аналогично производят расчет ответвлений.

Расчет считается удовлетворительным, если полученные потери напора на каждой стадии расчета не превышают разность располагаемых напоров начала и конца расчетного участка и отличаются от него не более чем на 10%. В этом случае расчетный расход теплоносителя будет обеспечен с ошибкой не более 3,5%.

В случае, когда располагаемый напор на источнике неизвестен, его обоснование следует выполнять на основании технико-экономических расчетов. При отсутствии данных для экономического обоснования удельные потери вдоль главной магистрали можно принимать от 30 до 80 Па/м. Для ответвлений к отдельным зданиям – по располагаемому перепаду давлений, но не более 300 Па/м.

При этом конструкторский расчет тепловой сети ведут по следующей методике.

Исходя из схемы присоединения местных теплопотребляющих установок, определяют требуемый перепад давлений на вводах в здания и сооружения.

Начиная с концевого участка расчетной магистрали, определяются диаметры труб по расчетному расходу теплоносителя и экономически целесообразным удельным потерям давления, формула ($R_{л.уд} = A_R^b \cdot \frac{G_i^2}{d_i^{5,25}}$, Па/м (3)).

По формуле ($\Delta P_{уч} = R_{л.уд} \cdot (l + l_{экв})$, Па (5)) определяются потери давления на участке с учетом фактических удельных потерь давления и его приведенной длины.

Располагаемый перепад давлений в конце расчетного участка складывается из требуемого перепада давлений на вводе и суммы потерь давления в подающем и обратном трубопроводах. Для последующих участков расчетной магистрали определение потерь давления и конечных располагаемых перепадов производится аналогично.

После расчета магистрали во всех узловых точках сети будут известны располагаемые перепады давлений. Поэтому последующий расчет можно проводить по методике, рассмотренной выше.

Для предотвращения возможных закупорок труб продуктами коррозии и другими механическими отложениями минимальные диаметры труб тепловых сетей ограничены и принимаются, независимо от расходов теплоносителя, для магистральных и распределительных участков не менее 32 мм, а для ответвлений к отдельным зданиям – не менее 25 мм.

Диаметры подающего и обратного трубопроводов двухтрубных водяных тепловых сетей при совместной подаче теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение должны приниматься, как правило, одинаковыми.

Для распределительных участков сети и ответвлений необходимо стремиться к подбору таких диаметров труб, при которых обеспечивается полное использование располагаемого перепада давлений. Все избыточные давления в сети необходимо погасить на вводах в здания либо соплом элеватора, либо путем установки дроссельных шайб.

По результатам конструкторского гидравлического расчета можно построить пьезометрический график, далее выполнить наладку системы теплоснабжения либо поверочный расчет.

Таблица 1 – Размерности и значения коэффициентов A_i, A_R^b, A_d^b.

Коэффициент	Размерность	Выражение	Абсолютная эквивалентная шероховатость $k_{экв}$, м		
			0.0002	0.0005	0.001
A_R^b	м3.25/кг	$0.0894 \cdot \frac{k_{экв.}^{0.25}}{\rho}$	10.92x10x6	13.64x10x6	16.3x10x6
A_d^b	м3.25/кг0.19	$0.63 \cdot \frac{k_{экв.}^{0.0475}}{\rho^{0.19}}$	111.5x10x3	117x10x3	121x10x3
A_i	м-0.25	$\frac{9.1}{k_{экв.}^{0.25}}$	76.4	60.7	51.1

Размерности и числовые значения указанных коэффициентов взяты при плотности ρ = 975 кг/м3, что соответствует средней температуре теплоносителя за год τср = 75 °С

4.2 Расчет потокораспределения в трубопроводной сети

Программный модуль предназначен для расчета режимов работы трубопроводных сетей.

К началу выполнения гидравлического расчета определены:

сопротивления участков тепловой сети;

сопротивления потребителей;

расходы в узлах сети;

действующие напоры на источниках и насосных станциях.

В результате гидравлического расчета определяются расходы теплоносителя на каждом участке тепловой сети и давления в каждом узле.

Для определения названных величин используются законы Кирхгофа:

сумма расходов, втекающих в каждый узел, равна нулю (или утечке);

сумма падений давления на всех участках замкнутого цикла равна нулю (или сумме действующих напоров).

Эти два фундаментальных закона следует дополнить эмпирической зависимостью падения давления на участке сети от расхода:

$$\Delta p = f(q). \quad (10)$$

Для всех трубопроводных сетей считается оправданным использование зависимости вида [13]

$$f(q) = s|q|^{\beta-1}q \quad (11)$$

В частности, для водопроводной сети принято использовать функцию:

$$f(q) = s|q|q,$$

где s – постоянный коэффициент, называемый сопротивлением.

С использованием матрицы инцидентности графа сети первую систему уравнений Кирхгофа можно записать в виде:

$$A \square q = Q \quad (12)$$

Здесь A – матрица инцидентности без последней строки,

q – вектор расходов на участках,

Q – вектор утечек в узлах.

Вторая система уравнений Кирхгофа может быть получена из системы уравнений, выражающих закон Ома для каждого участка сети:

$$A^T p = H - Sf(q). \quad (13)$$

Здесь p – вектор давлений в узлах;

H – вектор действующих на участках напоров;

S – диагональная матрица сопротивлений участков.

Если для графа сети выбрано основное дерево, тогда ему соответствует определенная система базисных циклов, описываемая матрицей B. Умножая последнее соотношение на матрицу B слева и, учитывая, что $BA^T = 0$, получается вторая система уравнений Кирхгофа:

$$BS\,f(q) = BH. \quad (14)$$

Решение такой системы нелинейных уравнений находится численно с использованием метода Ньютона. При этом время, требуемое для решения, пропорционально третьей степени числа неизвестных. Для достаточно больших трубопроводных сетей описанный подход требует слишком больших затрат машинного времени. Для ускорения процесса решения еще Кирхгофом предложен метод контурных расходов. В качестве неизвестных величин выбираются контурные расходы, точнее расходы на участках сети (хордах) не входящих в основное дерево. Количество хорд значительно меньше, чем количество узлов и участков.

Система (A □ q = Q (12), $BS\,f(q) = BH$ (14)) переписывается в виде:

$$\begin{cases} A_t q_t = Q \\ B_t S_t f(q_t) = BH \end{cases} \quad (15)$$

где нижним индексом “t” отмечены величины, относящиеся к участкам, образующим дерево, а индексом “c” – к хордам.
Матрица At обратима, поэтому первое уравнение преобразуется к виду:

$$q_t = B_t^T q_c + A_t^{-1} Q. \quad (16)$$

Линеаризация оставшихся уравнений с учетом этого соотношения дает:

$$K \Delta q_c = F \quad (17)$$

где $K = B_t S_t f'(q_t) B_t^T + S_c f'(q_t)$ – матрица Кирхгофа,
правая часть вычисляется по формуле:

$$F = B S_t f(q_t) + S_c f(q_c) - BH. \quad (18)$$

В соответствии с этим для решения системы нелинейных алгебраических уравнений имеем рекуррентную формулу:

$$q_c^{(N+1)} = q_c^{(N)} - K^{-1} F \quad (19)$$

Матрица **K** симметрична и положительно определена, поэтому для решения уравнения ($K \Delta q_c = F$, (17)) применяется метод Холесского.
Хранение и обработка информации производится не в матричной форме, а в виде списков.
На основании решения представленных выше уравнений производится расчет потокораспределения в сети. В результате расчета определяются:
расходы и потери напора по участкам сети;
напоры во всех узлах, как в подающем, так и обратном трубопроводах;
фактические располагаемые напоры у потребителей.
Если в результате наладки у какого-либо потребителя фактический напор получится меньше, чем требуемый, то значение этой разницы запоминается и выдается сообщение «Заданного напора на источнике недостаточно». В этом случае возможны следующие варианты расчета:
Окончание расчета без изменения напора. Вариант может быть принят, если на источнике задан реальный располагаемый напор. После завершения расчета следует проанализировать причину недостатка напора у потребителей.
Задать новый напор на источнике. Выбор значения напора, которое необходимо добавить для нормальной работы сети. В этом случае произойдет пересчет потокораспределения и напоров во всех узлах сети. Вариант может быть использован для выбора оптимального располагаемого напора на источнике. С этой целью перед началом расчета в качестве исходных данных задается заведомо малое значение располагаемого напора, которое в дальнейшем пересчитывается.

4.3 Температурные графики систем централизованного теплоснабжения

В соответствии со СНиП 2.04.07-86* регулирование отпуска теплоты предусматривается, как правило, качественное по нагрузке отопления или по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения согласно графику изменения температуры воды в зависимости от температуры наружного воздуха.
При центральном качественном регулировании в системах теплоснабжения с преобладающей (более 65 %) жилищно-коммунальной нагрузкой следует принимать регулирование по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения, а при тепловой нагрузке жилищно-коммунального сектора менее 65 % от суммарной тепловой нагрузки и доле средней нагрузки горячего водоснабжения менее 15 % от расчетной нагрузки отопления – принимается регулирование по нагрузке отопления.
Однако, выбор графика регулирования зачастую определяется целым рядом местных условий, а также сложившимися условиями проектирования системы теплоснабжения (схемами присоединения потребителей, диаметрами трубопроводов тепловой сети и т.д.).
В обоих случаях центральное качественное регулирование отпуска теплоты ограничивается наименьшими температурами воды в подающем трубопроводе тепловой сети, необходимыми для подогрева воды, поступающей в системы горячего водоснабжения потребителей:
для закрытых систем теплоснабжения – не менее 70 °С;
для открытых систем теплоснабжения – не менее 60 °С.
При расчете графиков температур принимается: начало и конец отопительного периода при температуре наружного воздуха 8 °С.

4.4 График качественного регулирования по отопительной нагрузке

При качественном регулировании отпуска теплоты по отопительной нагрузке графики температур до и после узла смешения и температуры воды, поступающей в тепловую сеть, определяются по результатам расчета системы теплоснабжения. Расчет можно производить как для открытых, так и для закрытых систем теплоснабжения с зависимым присоединением систем отопления. Выбор потребителя, на которого производится расчет температурного графика, осуществляется оператором. При выборе можно ориентироваться на самого плохого, с точки зрения теплогидравлического режима, потребителя или потребителя, характеризующего основную массу зданий данного района теплоснабжения.

4.4.1 Без учета тепловых потерь в тепловых сетях

В этом случае на количество тепловой энергии, получаемой потребителем, будет оказывать влияние только гидравлический режим работы тепловой сети, т.е. чем больше располагаемый напор на потребителе (при отсутствии регуляторов), тем выше температура внутреннего воздуха отапливаемого здания.
Температура сетевой воды в подающем трубопроводе перед отопительной установкой будет равна температуре воды после источника и в общем случае может быть определена по формуле:

$$\tau_{1.o} = t_{в.р} + \Delta t_{o.p} \cdot \left(\bar{Q}_o^p\right)^{0.8} + \left(\delta\tau_{o.p} - \frac{\theta^p}{2}\right) \cdot \bar{Q}_o^p, \text{°C} \quad (20)$$

где θ^p – расчетный перепад температур теплоносителя в нагревательных приборах, °

$$\theta^p = \frac{\delta\tau_{o.p}}{1+и} \quad (21)$$

Температура воды после отопительной установки

$$\tau_{2.o} = t_{в.р} + \Delta t_{o.p} \cdot \left(\bar{Q}_o^p\right)^{0.8} - \frac{\theta^p}{2} \cdot \bar{Q}_o^p \quad .(22)$$

Температура воды после смесительного устройства

$$\tau_{3.o} = t_{в.р} + \Delta t_{o.p} \cdot \left(\bar{Q}_o^p\right)^{0.8} + \frac{\theta^p}{2} \cdot \bar{Q}_o^p \quad .(23)$$

4.4.2 С учетом тепловых потерь в тепловых сетях

В этом случае на количество тепла, получаемого потребителем, будет оказывать влияние не только гидравлический режим работы системы теплоснабжения, но и потери тепла от источника до выбранного объекта.

При этом, если оператор ориентировался на потребителя, находящегося в наихудших условиях работы, то потребители, находящиеся вблизи от источника и имеющие минимальные тепловые потери в тепловых сетях, будут получать избыточное количество тепловой энергии.

По результатам расчета строится температурный график.

4.5 Расчет номинального гидравлического режима систем горячего водоснабжения

Расчет номинального гидравлического режима выполняется в расчетном модуле «Наладочный расчет тепловой сети» и является условным расчетным приемом для подбора дросселирующих устройств и определения мест их установки.

Ниже приведена методика наладочного расчета для открытых и закрытых систем горячего водоснабжения (ГВС), неавтоматизированных систем и систем с установленным регулятором температуры. Приведенные в качестве примера выводы применимы при центральном качественном регулировании по отопительной нагрузке.

4.5.1 Открытая система горячего водоснабжения без регулятора температуры на систему ГВС

Неавтоматизированная система централизованного теплоснабжения, абонентский ввод которой подключен к тепловой сети по схеме, представленной на рисунке 3.1, не имеет ни одного регулирующего устройства (при проведении наладочного расчета регулятор температуры не рассматривается). Здесь, система отопления подключена по зависимой схеме через элеваторный узел. Система горячего водоснабжения открытая. Места возможной установки дросселирующих устройств 1, 2, 3, 4 показаны на рисунке 17.

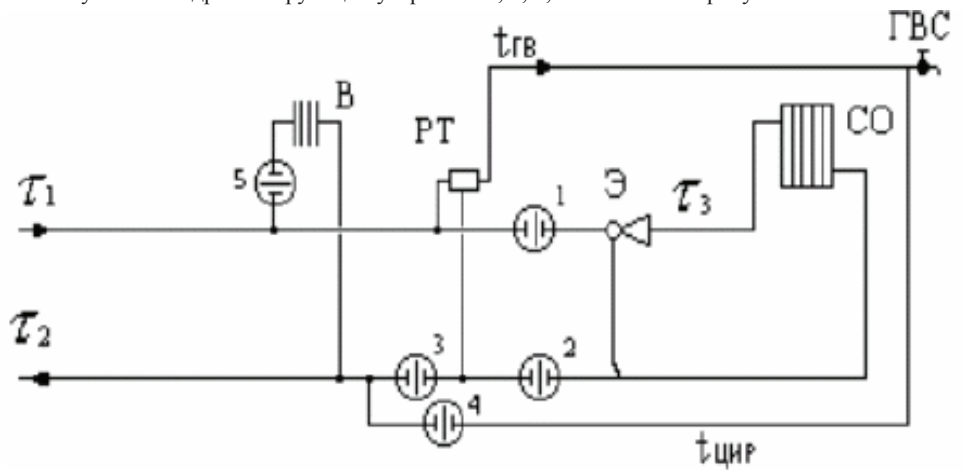


Рисунок 17 – Схема подключения абонентского ввода к открытой неавтоматизированной системе ГВС

Дросселирующие устройства 1, 2, устанавливаемые на систему отопления, должны подбираться на самый неблагоприятный режим работы. Самый неблагоприятный режим работы характеризуется следующими расчетными параметрами: $\tau_{1.p}$, $\tau_{2.p}$, $\tau_{3.p}$, $t_{н.р.о}$.

$\tau_{1.p}$ – расчетная температура теплоносителя в подающем трубопроводе, например, 150°С, 130°С;

$\tau_{2.p}$ – расчетная температура теплоносителя в обратном трубопроводе, 70°С;

$\tau_{3.p}$ – расчетная температура теплоносителя на систему отопления, например, 95°С;

$t_{н.р.о}$ – температура наружного воздуха расчетная на отопление, например, -30°С.

При этом подающий трубопровод тепловой сети должен быть нагружен максимальным расходом сетевой воды. Максимальный расход сетевой воды при наличии вентиляционной нагрузки определяется по следующей формуле:

$$G_{под} = G_{о.р} + G_{гвс} + G_{в.р}$$

Расход воды на систему горячего водоснабжения определяется на точку излома температурного графика, при температуре воды в подающем трубопроводе, соответствующей 60°С. Отбор воды осуществляется из подающего трубопровода. При загрузке подающего трубопровода максимальным расходом сетевой воды располагаемый напор перед системой отопления будет минимальным, а значит и избыточный напор, который должно погасить дросселирующее устройство, тоже будет минимальным.

Дросселирующее устройство, для гашения избыточного напора на систему отопления, устанавливается, как правило, на подающем трубопроводе (1), если не нарушается одно из следующих условий:

1. Напор в обратном трубопроводе (после системы отопления) меньше высоты здания (опорожнение системы отопления).
2. Установленное перед системой отопления дросселирующее устройство приводит к вскипанию воды в подающем трубопроводе.

Если эти условия нарушаются, дросселирующее устройство будет установлено на обратном трубопроводе (2). В этом случае оно играет роль подпорного устройства. Однако, при установке дросселирующего устройства на обратном трубопроводе напор после дросселирующего устройства не должен превышать допустимого значения из условия прочности установленных приборов системы отопления здания, например, для чугунных радиаторов, 60 м. вод. ст. Если это условие будет нарушено, программное обеспечение автоматически подберет два дросселирующих устройства и поставит одно на подающем трубопроводе (1), другое – на обратном (2). При этом все ограничения должны быть соблюдены.

При наличии циркуляционного трубопровода и отборе воды на ГВС из подающего трубопровода устанавливается дросселирующее устройство (4), ограничивающее расход воды на циркуляцию. В случае отбора воды из обратного трубопровода дросселирующее устройство (4) должно шунтироваться байпасом. Подбор дросселирующего устройства (4) проводится на циркуляционный расход и напор, равный располагаемому напору перед системой ГВС минус потери в системе ГВС, принимаемые равными 2-3 м. вод. ст. При возможном отборе воды на ГВС из обратного трубопровода подбирается дросселирующее устройство (3). Дросселирующее устройство (3) при центральном регулировании отпуска теплоты по отопительной нагрузке подбирается на расчетный расход воды на отопление и потери напора, равные потерям в системе ГВС.

Необходимо удостовериться в том, что напор в трубопроводе, из которого происходит водоразбор, больше, чем сумма высоты здания и потерь напора в системе ГВС.

Подбор дросселирующих устройств можно производить как с учетом, так и без учета тепловых потерь в тепловой сети. При этом, расчетные расходы для подбора дросселирующих устройств определяются по следующим зависимостям:

а) без учета тепловых потерь:

$G_{\text{с.р}} = \frac{Q_{\text{о.р}} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.р} - \tau_{2.р})}$, т/ч – расчетный расход теплоносителя на систему отопления;

$G_{\text{гвс.р}} = \frac{Q^{\text{ср}}_{\text{гвс}} \cdot 1000}{c \cdot (t_{\text{гв}} - t_{\text{хв}})}$, т/ч – расчетный расход теплоносителя на систему ГВС,

где $t_{\text{гв}}$ – температура горячей воды на систему ГВС;

$t_{\text{хв}}$ – температура холодной водопроводной воды;

$G_{\text{с.в}} = \frac{Q_{\text{в.р}} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.р} - \tau_{2.в.р})}$, т/ч – расчетный расход теплоносителя на систему вентиляции,

где $\tau_{2.в.р}$ – расчетная температура сетевой воды после калорифера системы вентиляции;

б) с учетом тепловых потерь:

Рассчитываются потери тепла от источника до присоединенного узла, определяются фактические температуры теплоносителя на входе и выходе абонентского ввода:

$G_{\text{с.р}} = \frac{Q_{\text{о.р}} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.ф} - \tau_{2.ф})}$, т/ч – расход теплоносителя на систему отопления с учетом фактической температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах;

$G_{\text{гвс.р}} = \frac{Q^{\text{ср}}_{\text{гвс}} \cdot 1000}{c \cdot (t_{\text{гв.ф}} - t_{\text{хв}})}$, т/ч – расход теплоносителя на систему ГВС с учетом фактической температуры горячей и холодной воды;

$G_{\text{с.в}} = \frac{Q_{\text{в.р}} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.ф} - \tau_{2.в.ф})}$, т/ч – расход теплоносителя на систему вентиляции с учетом фактической температуры сетевой воды на входе и на выходе из калорифера.

Таким образом, подбираются все дросселирующие устройства на абонентском вводе. Однако, установка этих дроссельных устройств возможна после выполнения двух поверочных расчетов: первый – при максимальном отборе воды на ГВС из подающего трубопровода (текущая температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети 60-65°С и соответствующей ей температуре наружного воздуха),

второй – при максимальном отборе воды на ГВС из обратного трубопровода (температура теплоносителя расчетная, например, $\tau_{1.р} = 150$°С и $t_{\text{н.р.о}} = -31$°С), при этом дросселирующие устройства принимаются из наладки. В первом случае располагаемые напоры на потребителях будут минимальными, при этом проверяется, как поведет себя система отопления. Во втором случае располагаемый напор на потребителе будет максимальным. Выполняется проверка на возможность опорожнения системы отопления. В случае, когда система отопления какого-либо потребителя опорожняется, шайба, установленная на подающем трубопроводе, переносится на обратный. В этом случае она выполняет роль подпорной шайбы. После перестановки шайбы проверяется соблюдение всех условий, приведенных выше.

4.5.2 С установленным регулятором температуры на систему ГВС

Если абонентский ввод имеет частично автоматизированный ИТП (без автоматических регулирующих устройств на отопление и с установленным на систему ГВС регулятором температуры). Регулятор температуры предназначен для автоматического регулирования температуры горячей воды, отбираемой на систему ГВС (устройство учитывается при проведении поверочных расчетов, при проведении наладочного расчета регулятор температуры не рассматривается). Места возможной установки дросселирующих устройств показаны на рисунке 18.

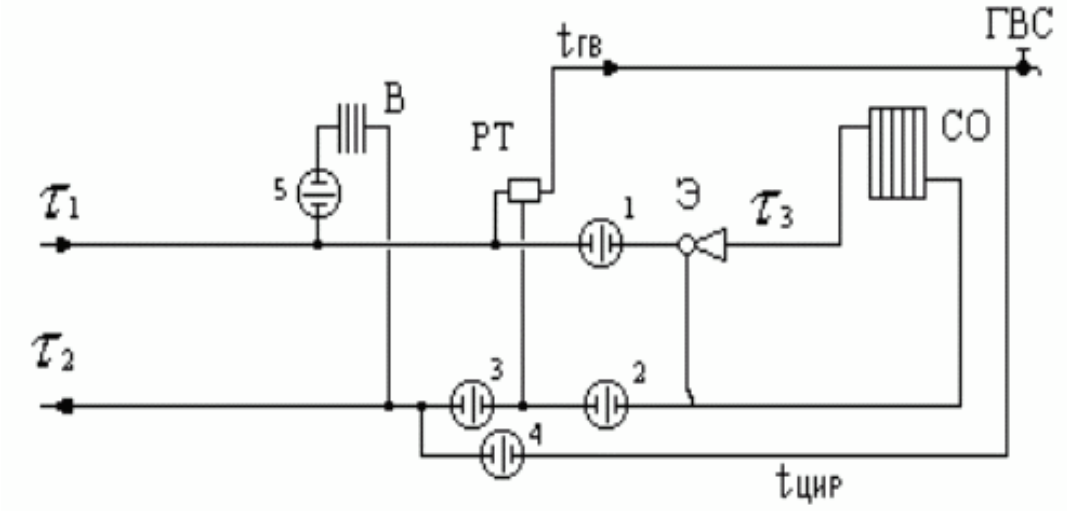


Рисунок 18 – Схема подключения абонентского ввода к открытой системе ГВС с установленным регулятором температуры

Дросселирующие устройства (1), (2), устанавливаемые на систему отопления, должны подбираться на самый неблагоприятный режим работы. Самый неблагоприятный режим работы характеризуется следующими расчетными параметрами:

$\tau_{1,р}$ – расчетная температура теплоносителя в подающем трубопроводе, например, 150°С, 130°С;

$\tau_{2,р}$ – расчетная температура теплоносителя в обратном трубопроводе, 70°С;

$\tau_{3,р}$ – расчетная температура теплоносителя на систему отопления, например, 95°С;

$t_{н.р.о}$ – температура наружного воздуха расчетная на отопление, например, -31°С.

При этом подающий трубопровод тепловой сети должен быть нагружен максимальным расходом сетевой воды. Максимальный расход сетевой воды при наличии вентиляционной нагрузки определяется по следующей формуле:

$$G_{под} = G_{о.р} + G_{гвс} + G_{в.р}$$

Расход воды на систему горячего водоснабжения определяется на точку излома температурного графика, при температуре воды в подающем трубопроводе, соответствующей 60°С. Отбор воды осуществляется из подающего трубопровода. При загрузке подающего трубопровода максимальным расходом сетевой воды располагаемый напор перед системой отопления будет минимальным, а значит и избыточный напор, который должно погасить дросселирующее устройство, тоже будет минимальным. Дросселирующее устройство, для гашения избыточного напора на систему отопления, устанавливается, как правило, на подающем трубопроводе (1), если не нарушается одно из следующих условий:

1. Напор в обратном трубопроводе (после системы отопления) меньше высоты здания (опорожнение системы отопления).
2. Установленное перед системой отопления дросселирующее устройство приводит к вскипанию воды в подающем трубопроводе.

Если эти условия нарушаются, дросселирующее устройство устанавливается на обратном трубопроводе (2). В этом случае оно играет роль подпорного устройства. Однако, при установке дросселирующего устройства на обратном трубопроводе, напор после дросселирующего устройства не должен превышать допустимого значения из условия прочности установленных приборов системы отопления здания, например, для чугунных радиаторов 60 м. вод. ст. Если это условие нарушается, расчетный модуль автоматически подберет два дросселирующих устройства и поставит одно на подающем трубопроводе (1), другое - на обратном (2). При этом соблюдаются все ограничения.

При наличии циркуляционного трубопровода и отборе воды на ГВС из подающего трубопровода устанавливается дросселирующее устройство (4), ограничивающее расход воды на циркуляцию. В случае отбора воды из обратного трубопровода дросселирующее устройство (4) шунтируется байпасом. Подбор дросселирующего устройства (4) проводится на циркуляционный расход и напор, равный располагаемому напору перед системой ГВС минус потери в системе ГВС, принимаемые равными 2-3 м. вод. ст.

При возможном отборе воды на ГВС из обратного трубопровода подбирается дросселирующее устройство (3) и устанавливается между местом отбора воды на систему ГВС и местом подключения циркуляционного трубопровода (Рисунок 18). Дросселирующее устройство (3) при центральном регулировании отпуска теплоты по отопительной нагрузке подбирается на расчетный расход воды на отопление и потери напора равные потерям в системе ГВС.

Необходимо иметь в виду, что напор в трубопроводе, из которого происходит водоразбор, должен быть больше суммы высоты здания и потерь напора в системе ГВС. Подбор дросселирующих устройств может производиться как с учетом, так и без учета тепловых потерь в тепловой сети. При этом расчетные расходы для подбора дросселирующих устройств определяются по следующим зависимостям:

а) без учета тепловых потерь

$G_{с.р} = \frac{Q_{о.р} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.р} - \tau_{2.р})}$, т/ч– расчетный расход теплоносителя на систему отопления;

$G_{гвс.р} = \frac{Q^{ср}_{гвс} \cdot 1000}{c \cdot (t_{гв} - t_{хв})}$, т/ч – расчетный расход теплоносителя на систему ГВС, где $t_{гв}$ – температура горячей воды на систему ГВС;

$t_{хв}$– температура холодной водопроводной воды;

$G_{с,в} = \frac{Q_{в.р} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.р} - \tau_{2.в.р})}$, т/ч – расчетный расход теплоносителя на систему вентиляции,

где $\tau_{2.в.р}$ – расчетная температура сетевой воды после калорифера системы вентиляции;

б) с учетом тепловых потерь

Рассчитываются потери тепла от источника до присоединенного узла, определяются фактические температуры теплоносителя на входе и выходе абонентского ввода.

$G_{с.р} = \frac{Q_{о.р} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.ф} - \tau_{2.ф})}$, т/ч – расход теплоносителя на систему отопления с учетом фактической температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах;

$G_{гвс.р} = \frac{Q_{гвс}^{ср} \cdot 1000}{c \cdot (t_{гв.ф} - t_{хв})}$, т/ч – расход теплоносителя на систему ГВС с учетом фактической температуры горячей и холодной воды;

$G_{с.в} = \frac{Q_{в.р} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.ф} - \tau_{2.в.ф})}$, т/ч – расход теплоносителя на систему вентиляции с учетом фактической температуры сетевой воды на входе и на выходе из калорифера;

Подобраны все дросселирующие устройства на абонентском вводе. Однако, устанавливать эти дроссельные устройства пока нельзя. Необходимо выполнить два поверочных расчета, первый – при максимальном отборе воды на ГВС из подающего трубопровода (текущая температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети 60-65°С и соответствующей ей температуре наружного уха), второ и максимальном отборе воды на ГВС из обратного трубопровода (температура теплоносителя расчетная, например $\tau_{1.р}$ = 150°С и $t_{н.р.о}$= -31°С), при этом дросселирующие устройства должны быть приняты из наладки.

В первом случае располагаемые напоры на потребителях будут минимальными, необходимо проверить, как поведет себя система отопления. Во втором случае располагаемый напор на потребителе будет максимальным. Необходима проверка на возможность опорожнения системы отопления. В случае, когда система отопления какого-либо потребителя будет опорожняться, необходимо шайбу, установленную на подающем трубопроводе, перенести на обратный. В данном случае она будет выполнять роль подпорной шайбы. После перестановки шайбы необходимо снова проверить соблюдение всех условий, приведенных выше.

5 Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Моделирование переключений, выполняемых в тепловых сетях ЗАТО Северск, осуществляется решением коммутационных задач, в результате решения которых возможно проведение анализа изменения режимов работы тепловых сетей из-за отключения задвижек или участков сети. В результате решения этих задач определяются объекты, попавшие под отключение. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет.

а) Объем воды в подающем и обратном трубопроводе

Суммируются объемы воды во всех попавших под отключение участков сети. Объем каждого участка вычисляется по формуле:

$$V_i = L_i \cdot D_i^2 \cdot \frac{\pi}{4},$$, м^3

где, L_i – длина участка, м; D_i – диаметр подающего (обратного) трубопровода, м.

По каждому потребителю суммируются расчетные нагрузки:

на отопление;

на вентиляцию;

на ГВС.

б) Объем внутренних систем теплопотребления

Рассчитывается исходя из следующей зависимости:

$V_{сист} = Q_{сист} \cdot v$, м^3

где: $Q_{сист}$ – расчетная тепловая нагрузка системы теплопотребления, Гкал/ч;

v – удельный объем воды, принимаемый в зависимости от вида основного теплопотребляющего оборудования, (м^{3}ч)/Гкал.

в) Запуск расчета

Запуска решения коммутационных задач осуществляется командой из главного меню Задачи/Коммутационные задачи (рисунок 19).

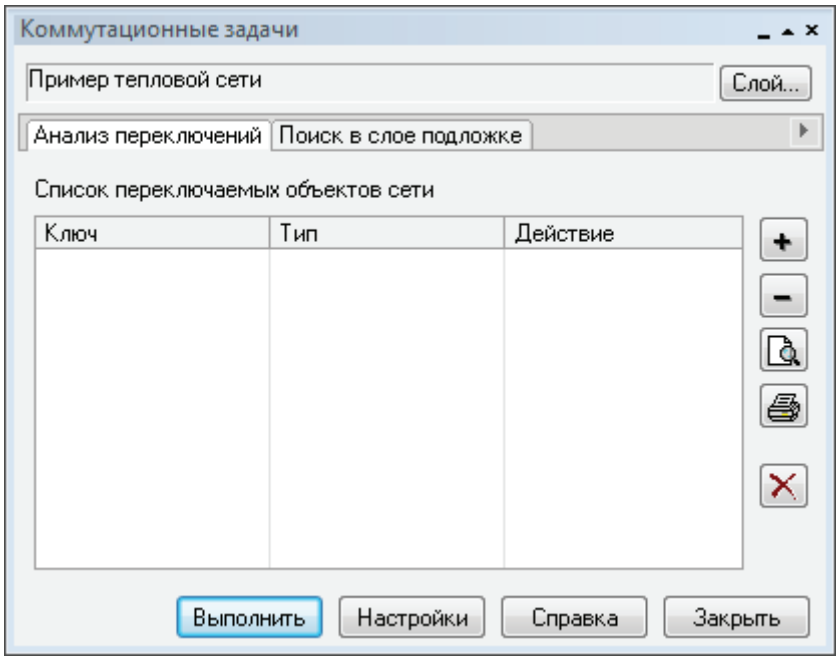


Рисунок 19 – Диалог «Коммутационные задачи»

При выборе «Слой...» в появившемся диалоговом окне выбирается слой тепловой сети (рисунок 20).

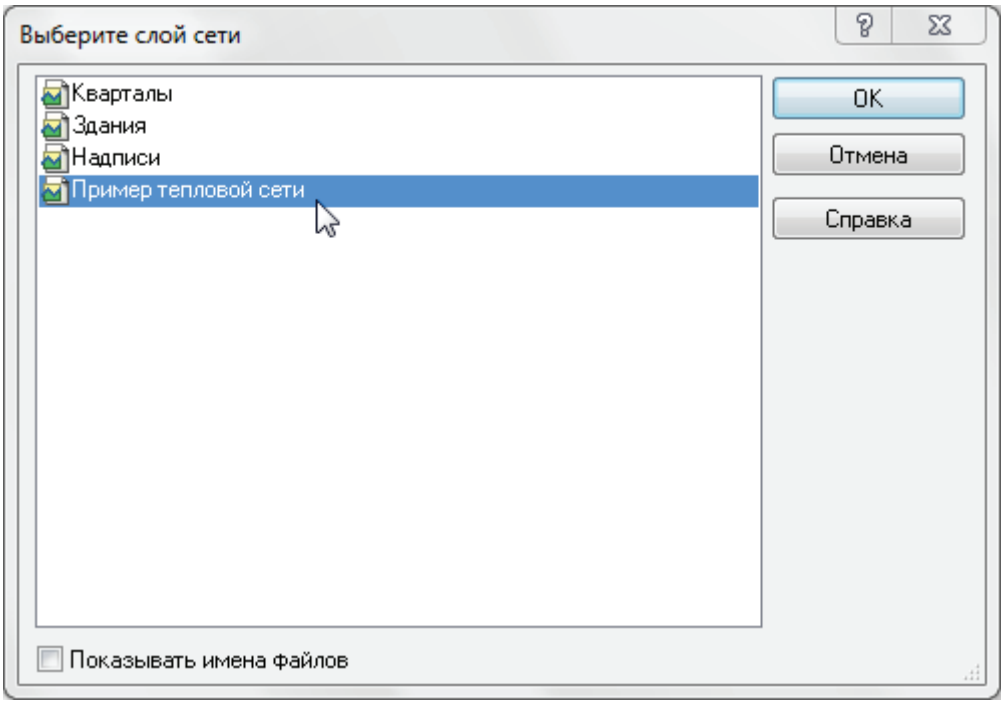


Рисунок 20 – Диалог выбора слоя

Далее проводится анализ переключений или поиск в слое-подложке.

г) Анализ переключений

При анализе переключений определяются объекты, которые попадают под отключения и включает в себя:

вывод информации по отключенным объектам сети;

расчет объемов внутренних систем теплопотребления и нагрузок на системы теплопотребления при данных изменениях в сети;

отображение результатов расчета на карте в виде тематической раскраски;

вывод табличных данных в отчет, с последующей возможностью их печати, экспорта в формат MS Excel или HTML.

Запуск анализа переключений

Запуск анализа переключений выполняется в следующем порядке:

1. Запускается решение «Коммутационных задач»;
2. Выполняется выбор «Анализа переключений»;
3. Выполняется вызов диалога настроек программы;
4. Выполняется выбор на карте запорного устройства (участка), для которого производится отключение. Выбранный объект добавляется в список переключаемых объектов сети (рисунок 21).

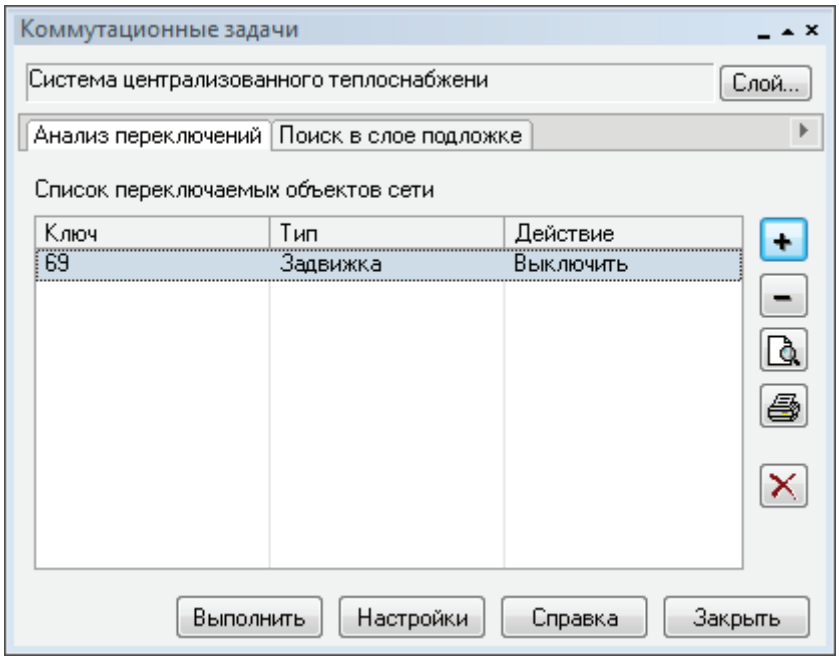


Рисунок 21 – Список переключаемых объектов

После выбора на карте автоматически отобразится в виде раскраски расчетная зона отключенных участков сети (рисунок 22).

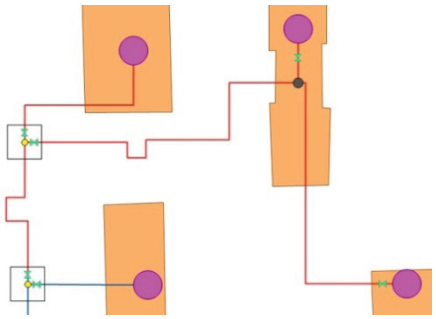


Рисунок 22 – Отображение отключений на карте

5. Выполняется выбор необходимого вида переключения (рисунок 23).

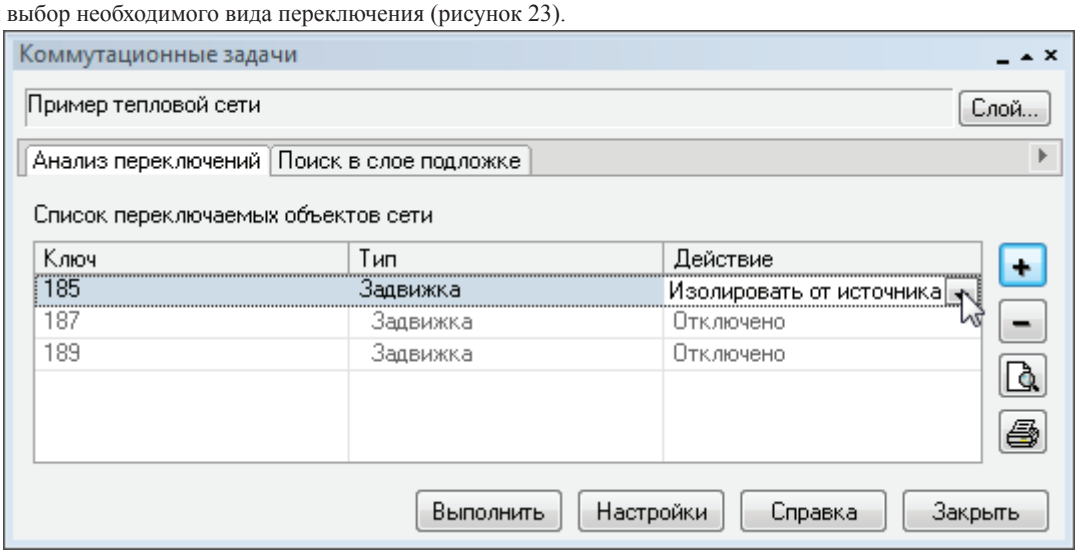


Рисунок 23 – Работа в окне «Коммутационные задачи»

Виды переключений:

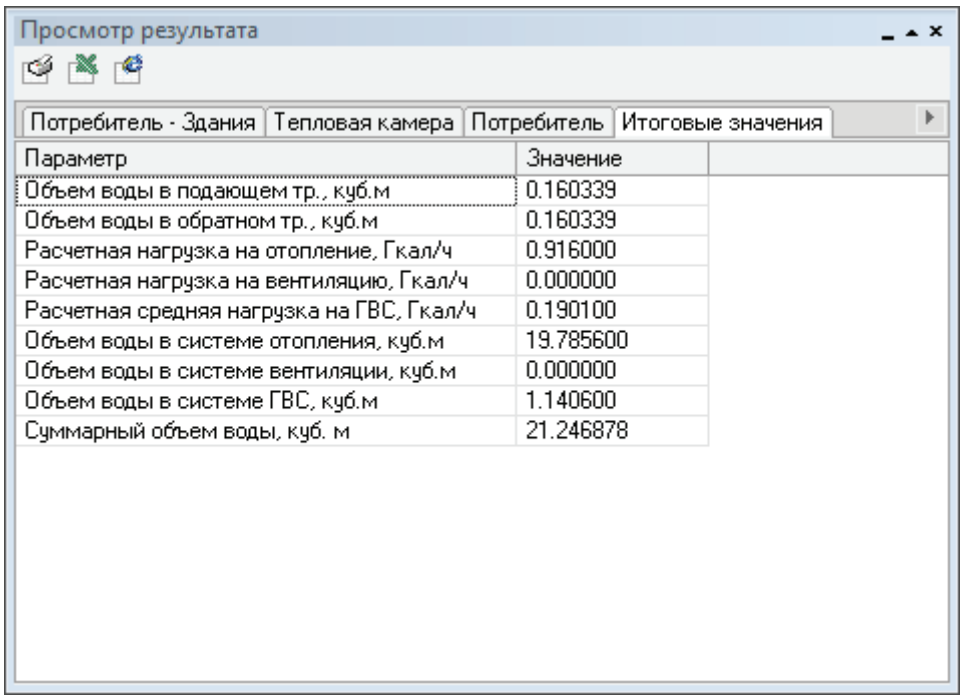
«Включить» - режим объекта устанавливается на «Включен»;

«Выключить» - режим объекта устанавливается на «Выключен»;

«Изолировать от источника» - режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся изолирующая объект от источника запорная арматура;

«Отключить от источника» - режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся отключающая объект от источника запорная арматура.

7. Выполняется запуск («Выполнить») расчета коммутационной задачи. В результате выполнения задачи появится броузер «Просмотр результата», содержащий табличные данные результатов расчета (рисунок 24). Вкладки браузера содержат таблицы попавших под отключение объектов сети и итоговые значения результатов расчета.

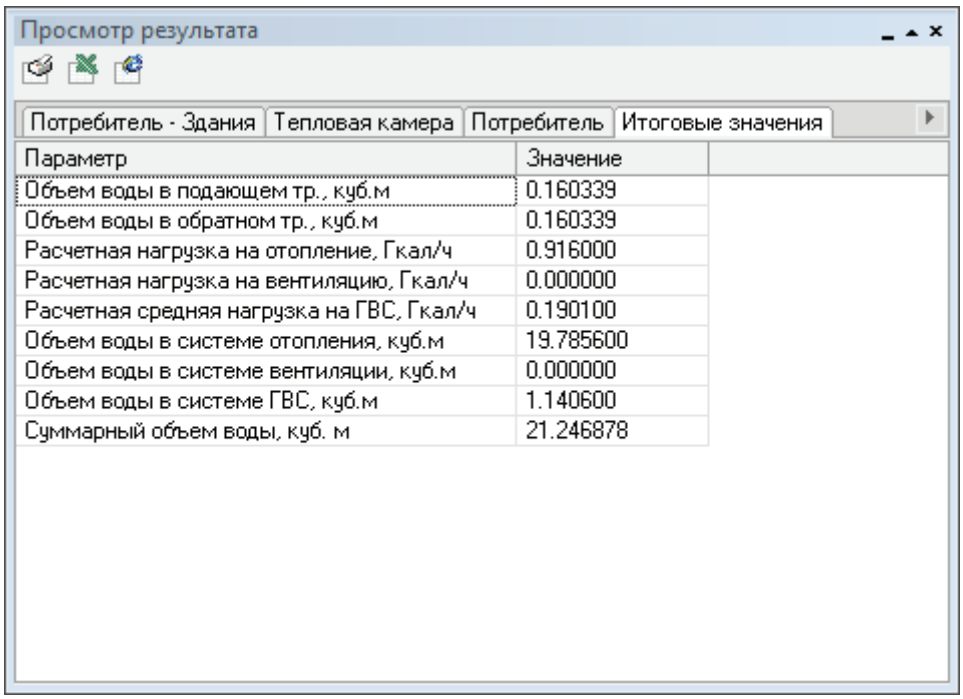


Параметр	Значение
Объем воды в подающем тр., куб.м	0.160339
Объем воды в обратном тр., куб.м	0.160339
Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	0.916000
Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	0.000000
Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	0.190100
Объем воды в системе отопления, куб.м	19.785600
Объем воды в системе вентиляции, куб.м	0.000000
Объем воды в системе ГВС, куб.м	1.140600
Суммарный объем воды, куб. м	21.246878

Рисунок 24 – Окно результатов расчета

Просмотр результатов расчета

Вывод результатов анализа переключений осуществляется в окно, вкладки которого содержат таблицы попавших под отключение объектов сети и итоговые значения результатов расчета (рисунок 25).



Параметр	Значение
Объем воды в подающем тр., куб.м	0.160339
Объем воды в обратном тр., куб.м	0.160339
Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	0.916000
Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	0.000000
Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	0.190100
Объем воды в системе отопления, куб.м	19.785600
Объем воды в системе вентиляции, куб.м	0.000000
Объем воды в системе ГВС, куб.м	1.140600
Суммарный объем воды, куб. м	21.246878

Рисунок 25 – Окно результатов расчета

Окно «Просмотр результата» содержит табличные данные результатов расчета, а также таблицы попавших под отключения объектов (рисунок 26). При выделении записи в таблице, на карте автоматически выделяется соответствующий объект.

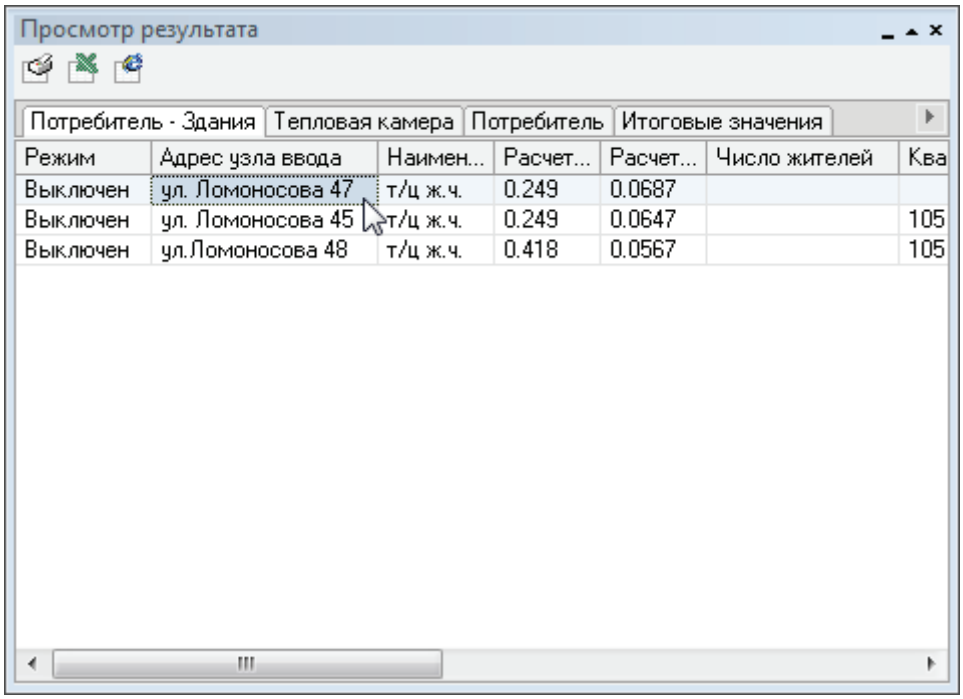


Рисунок 26 – Поиск выключенного объекта на карте

6 РАСЧЕТ БАЛАНСОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПО ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ПО ТЕРРИТОРИАЛЬНОМУ ПРИЗНАКУ

Тепловая нагрузка по зонам действия источников тепловой энергии ЗАТО Северск определяется в соответствии с данными, занесенными в электронную модель, а именно потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха и может быть основано на анализе тепловых нагрузок потребителей, установленных в договорах теплоснабжения, договорах на поддержание резервной мощности, в долгосрочных договорах теплоснабжения, цена которых определяется по соглашению сторон, и долгосрочных договорах теплоснабжения, в отношении которых установлен долгосрочный тариф, с разбивкой тепловых нагрузок на максимальное потребление тепловой энергии на отопление, вентиляцию, кондиционирование, горячее водоснабжение и технологические нужды.

В базу данных электронной модели заносится информация по установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии.

Указанные выше данные заносятся в электронную модель для существующего положения (1-й слой) и на перспективу до расчетного срока (2-й слой).

Для определения балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки по зонам действия источников тепловой энергии выполняется следующая последовательность действий:

В электронной модели выделяется источник тепловой энергии

С помощью опции «Найти связанные» меню «Карта» вкладка «Топология» выделяются все подключенные к источнику тепловые сети и потребители

С помощью опции «Добавить в группу» (правая клавиша манипулятора) выделенные объекты тепловой сети объединяются в группу.

С помощью опции «Информация» производится запрос по группе потребителей:

Сумма «Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч»;

Сумма «Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч»;

Сумма «Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч».

В результате запроса определяется суммарная подключенная тепловая нагрузка к источнику тепловой энергии.

Результаты запроса заносятся в базу данных источника в соответствующие поля:

«Текущая нагрузка на отопление, Гкал/ч»

«Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч»

«Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/ч».

Аналогично запросами обрабатываются результаты наладочного расчета тепловой сети от выделенного источника. Если расчет выполнялся с включенными опциями «С учетом утечек» и «С учетом тепловых потерь», то в поле «Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч» базы данных источника автоматически заносятся результаты расчета тепловых потерь.

После проведения описанных выше операций с электронной моделью для всех источников тепловой энергии формируется запрос к базе данных источников на выборку следующих данных:

Наименование источника;

Установленная мощность;

Располагаемая мощность;

Располагаемая мощность «нетто»;

Текущая нагрузка на отопление;

Текущая нагрузка на вентиляцию;

Текущая нагрузка на ГВС;

Тепловые потери в тепловых сетях.

При необходимости результаты обработки запроса могут быть выгружены во внешние таблицы типа *.xls.

По каждому источнику определяется резерв (дефицит) располагаемой тепловой мощности «нетто» и присоединенной тепловой нагрузки с учетом тепловых потерь.

7 РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ЧЕРЕЗ ИЗОЛЯЦИЮ И С УТЕЧКАМИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

Определение нормируемых эксплуатационных часовых тепловых потерь производится на основании данных о конструктивных характеристиках всех участков тепловой сети (типе прокладки, виде тепловой изоляции, диаметре и длине трубопроводов и т.п.) при среднегодовых условиях работы тепловой сети исходя из норм тепловых потерь. Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) для участков тепловых сетей, вводимых в эксплуатацию, или запроектированных до 1988 года, а также для участков тепловых сетей, вводимых в эксплуатацию после монтажа, а также реконструкции или капитального ремонта, при которых производились работы по замене тепловой изоляции после 1988 года принимаются по специальным таблицам.

Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети по нормам тепловых потерь осуществляется раздельно для подземной и надземной прокладок по формулам:

для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{норм}^{ср.г} = \sum(q_{норм} \cdot L \cdot \beta), \text{ ккал/ч (24)}$$

для надземной прокладки раздельно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{норм.п}^{ср.г} = \sum(q_{норм.п} \cdot L \cdot \beta), \text{ ккал/ч (25)}$$

$$Q_{норм.о}^{ср.г} = \sum(q_{норм.о} \cdot L \cdot \beta), \text{ ккал/ч(26)}$$

$q_{норм}$, $q_{норм.п}$, $q_{норм.о}$ – удельные (на один метр длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и раздельно для надземной прокладки, ккал/(мч);

L – длина трубопроводов на участке тепловой сети с диметром dh в двухтрубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м;

β – коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматурой, компенсаторами, опорами. Принимается для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2 при диаметрах трубопроводов до 0,15 м и 1,15 при диаметрах 0,15 м и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки.

Значения удельных часовых тепловых потерь принимаются по нормам тепловых потерь для тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена в соответствии с нормативными требованиями, или по нормам тепловых потерь (нормы плотности теплового потока) для тепловых сетей с тепловой изоляцией.

Значения удельных часовых тепловых потерь при среднегодовой разности температур сетевой воды и окружающей среды (грунта или воздуха), отличающейся от значений, приведенных в нормах, определяются путем линейной интерполяции или экстраполяции.

Интерполируется среднегодовая температура воды в соответствующем трубопроводе тепловой сети или на разность среднегодовых температур воды и грунта для данной тепловой сети (или на разность среднегодовых температур воды в соответствующих линиях и окружающего воздуха для данной тепловой сети).

Среднегодовая температуру окружающей среды определяется на основании средних за год температур наружного воздуха и грунта на уровне заложения трубопроводов, принимаемых по климатологическим справочникам или по данным метеорологической станции. Среднегодовые температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети находятся как среднеарифметические из среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь период работы сети в течение года. Среднемесячные температуры воды определяются по утвержденному эксплуатационному температурному графику при среднемесячной температуре наружного воздуха.

Для тепловых сетей с тепловой изоляцией удельные часовые тепловые потери определяются:

- для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам $q_{норм}$ ккал/(мч) по формуле:

$$q_{норм} = q_{норм}^{T1} + (q_{норм}^{T2} - q_{норм}^{T1}) \cdot \frac{\Delta t_{ср}^{ср.г} - \Delta t_{ср}^{T1}}{\Delta t_{ср}^{T2} - \Delta t_{ср}^{T1}} \quad (27)$$

где $q_{норм}^{T1}$, $q_{норм}^{T2}$ – удельные часовые тепловые потери суммарно по подающему и обратному трубопроводам каждого диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем, чем для данной сети) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, ккал/(м*ч);

$\Delta t_{ср}^{ср.г}$ – значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта для данной тепловой сети, °С;

$\Delta t_{ср}^{T1}$, $\Delta t_{ср}^{T2}$ – смежные (соответственно меньшее и большее, чем для данной сети) табличные значения среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта, °С.

Значение среднегодовой разности температур сетевой воды и грунта $\Delta t_{ср}^{ср.г}$ (°С) определяются по формуле:

$$\Delta t_{ср}^{ср.г} = \frac{t_{п}^{ср.г} - t_{о}^{ср.г}}{2} - t_{гр}^{ср.г}, \quad (28)$$

где $t_{п}^{ср.г}$, $t_{о}^{ср.г}$ – среднегодовая температура сетевой воды соответственно в подающем и обратном трубопроводах данной тепловой

$t_{гр}^{ср.г}$ °С;
– среднегодовая температура грунта на глубине заложения трубопроводов, °С;

Для надземной прокладки раздельно по подающему и обратному трубопроводам $q_{норм.п}$, $q_{норм.о}$, ккал/(м*ч), по формулам:

$$q_{норм.п.} = q^{T1}_{норм.п.} + (q^{T2}_{норм.п.} - q^{T1}_{норм.п.}) \cdot \frac{\Delta t^{ср.г.}_{ср.п.} - \Delta t^{T1}_{ср.п.}}{\Delta t^{T2}_{ср.п.} - \Delta t^{T1}_{ср.п.}} \quad (29)$$

$$q_{норм.о.} = q^{T1}_{норм.о.} + (q^{T2}_{норм.о.} - q^{T1}_{норм.о.}) \cdot \frac{\Delta t^{ср.г.}_{ср.о.} - \Delta t^{T1}_{ср.о.}}{\Delta t^{T2}_{ср.о.} - \Delta t^{T1}_{ср.о.}} \quad (30)$$

где qT1норм.п., qT2норм.п.,- удельные часовые тепловые потери по подающему трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, ккал/(м*ч);

qT1норм.о., qT2норм.о.,- удельные часовые тепловые потери по обратному трубопроводу для данного диаметра при двух смежных (соответственно меньшем и большем) табличных значениях среднегодовой разности температур сетевой воды и наружного воздуха, ккал/(м*ч);

дельта t ср.г. - среднегодовая разность температур соответственно сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и наружного воздуха для данной тепловой сети, °С;

дельта t T1 ср.п., t T2 ср.п. - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в подающем трубопроводе и наружного воздуха, °С;

дельта t T1 ср.о., t T2 ср.о. - смежные табличные значения (соответственно меньшее и большее) среднегодовой разности температур сетевой воды в обратном трубопроводе и наружного воздуха, °С;

Среднегодовые значения разности температур для подающего дельта t T1 ср.п.,и обратного t T1 ср.о.,трубопроводов определяется как разность

соответствующих среднегодовых температур сетевой воды $t^{р.г.}_{п.}$, $t^{р.г.}_{о.}$ и среднегодовой температуры наружного воздуха $t^{р.г.}_{в.}$.

Определение часовых тепловых потерь тепловыми сетями, теплоизоляционные конструкции которых выполнены в соответствии с нормами, принципиально не отличается от вышеприведенного. В то же время необходимо учитывать следующее:

- нормы приведены раздельно для тепловых сетей с числом часов работы в год более 5000, а также 5000 и менее;
- для подземной прокладки тепловых сетей нормы приведены раздельно для канальной и бесканальной прокладок;
- нормы приведены для абсолютных значений среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, а не для разности среднегодовых температур сетевой воды и окружающей среды;
- удельные тепловые потери для участков подземной канальной и бесканальной прокладок для каждого диаметра трубопровода находятся путем суммирования тепловых потерь, определенных по нормам раздельно для подающего и обратного трубопроводов.

Среднегодовое значение температуры сетевой воды, определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры воды по принятому температурному графику регулирования отпуска теплоты, соответствующих ожидаемым значениям температуры наружного воздуха за весь период работы тепловой сети в течение года.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха и грунта определяются как средние значения из соответствующих статистических климатологических значений за последние 5 лет по данным местной метеорологической станции или по климатологическим справочникам.

Среднегодовое значение температуры грунта $t^{р.г.}_{п.}$ определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры грунта на глубине залегания трубопроводов.

8 ГРУППОВЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ОБЪЕКТОВ (УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ПОТРЕБИТЕЛЕЙ) ПО ЗАДАННЫМ КРИТЕРИЯМ С ЦЕЛЬЮ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ВАРИАНТОВ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1) Формирование группы объектов

В электронной модели ЗАТО Северск группа объектов используется в различных режимах и операциях. Группа объектов формируется только в активном слое и отображается заданным цветом. При этом используются различные способы формирования (рисунок 27):

− добавление в группу одиночного объекта;
− выделение группы указанием области;
− добавление объектов в группу по их ID;
− создание группы по результатам запроса к семантической базе данных;
− создание группы по графическим атрибутам объектов слоя;
− создание группы из всех объектов слоя;
− создание группы объектов по пересечению со слоем;
− создание группы инвертированием предыдущей группы.

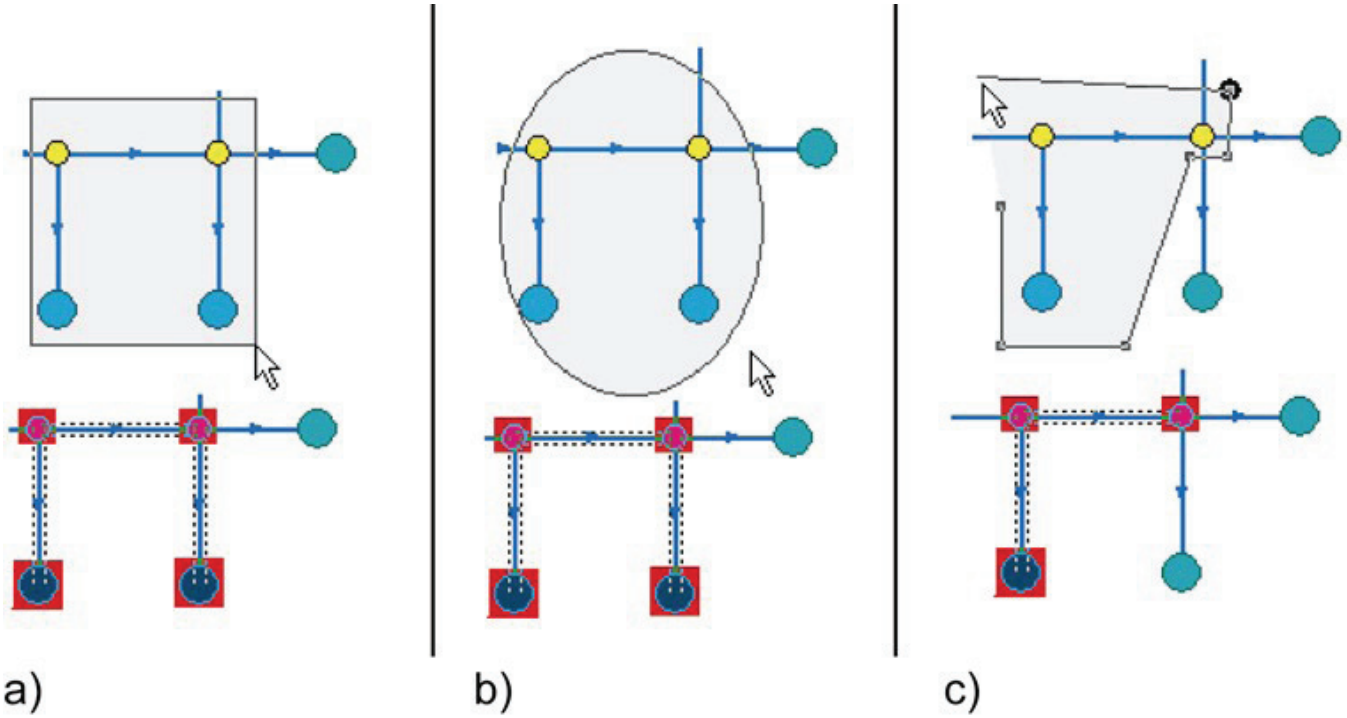


Рисунок 27 – Пример создания группы объектов

2) Изменение параметров группы объектов

При изменении параметров группы выполняются операции:

1. Активируется редактируемый слой;
2. Устанавливается режим редактирования объектов;
3. Выбрать объект группы.
4. Изменить параметры в окне редактирования параметров соответствующего объекта. Внесенные изменения применяются ко всей группе объектов (рисунок 28).

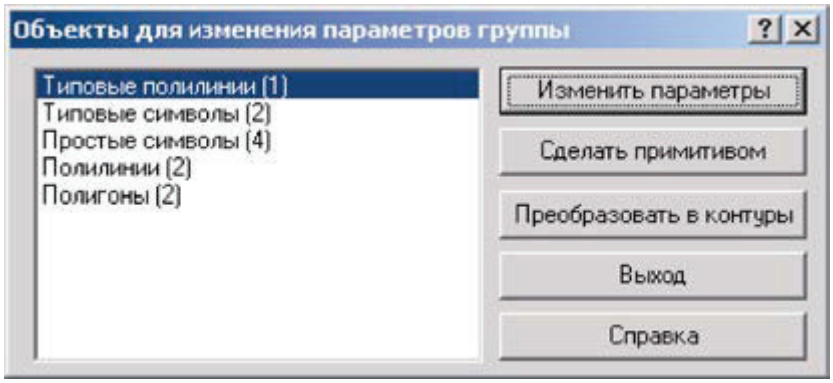


Рисунок 28 – Окно выбора объекта для изменения параметров группы

3) Отмена группы

Отмена всех ранее созданных групп во всех слоях карты, выполняется командой «Кар-та|Группа|Отменить». При этом активируется список загруженных в окно слоев, из которого вы-бирается слой, группа которого будет отменена.

Для отмены группы только одного слоя, в списке загруженных слоев, выбирается только тот слой, в котором отменяется группа.

4) Удаление группы

Удаление выполняется в следующем порядке:

Активируется редактируемый слой.

Устанавливается режим редактирования объектов.

Выделяется удаляемая группа объектов.

Инициируется удаление выделенной группы объектов.

9 СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИЕ ГРАФИКИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ И АНАЛИЗА СЦЕНАРИЕВ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Одним из основных инструментов анализа результатов расчетов тепловых сетей является пьезометрический график. График изображает линии изменения давления в узлах сети по выбранному маршруту, например, от источника до одного из потребителей. Пьезометрический график строится по указанному пути. Путь указывается автоматически, достаточно определить его начальный и конечный узлы. Если путей от одного узла до другого может быть несколько, то по умолчанию путь выбирается самый короткий, в том случае если исследуется другой путь, то указываются промежуточные узлы.

Порядок построения пьезометрического графика

Порядок построения пьезометрического графика следующий:
Активируется слой, содержащий тепловую сеть.
Выбирается режим установки флагов.
3. Выбирается начальный (например источник) и конечный объект (например, проблемный потребитель) системы теплоснабжения (рисунок 29 a, b, c).
4. В контекстном меню активируется команда «Найти путь». Выбранный маршрут для построения графика выделяется красным цветом (рисунок 29 c);

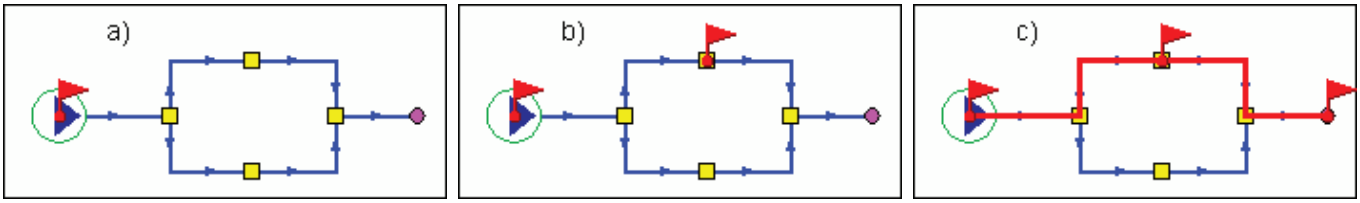
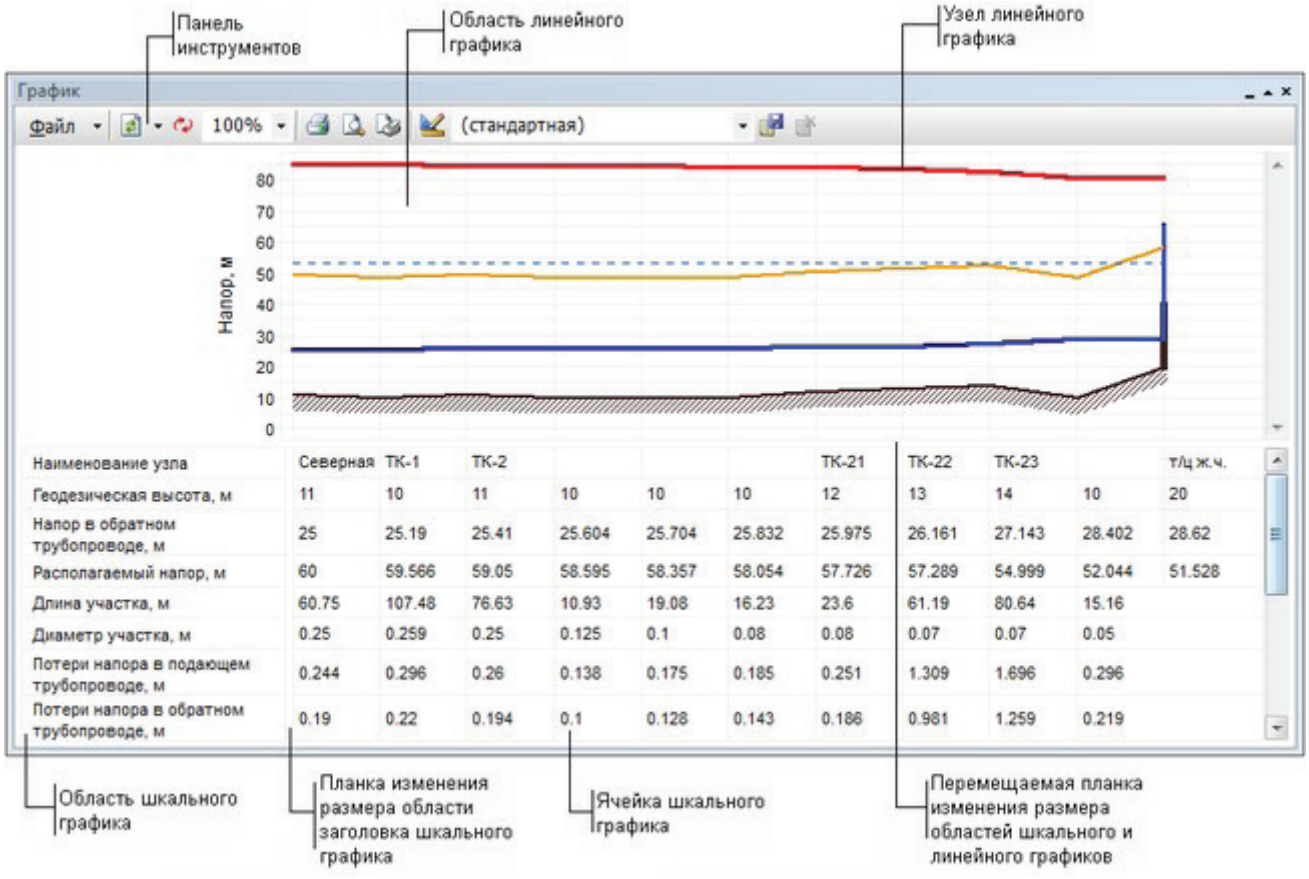


Рисунок 29 – Построение пьезометрического графика

В меню «Задачи» активируется команда «Пьезометрический график».
В результате выполнения команды в окно «График» выводятся результаты расчета пьезометрического графика для исследуемого участка сети в графическом и табличном виде (рисунок 30).



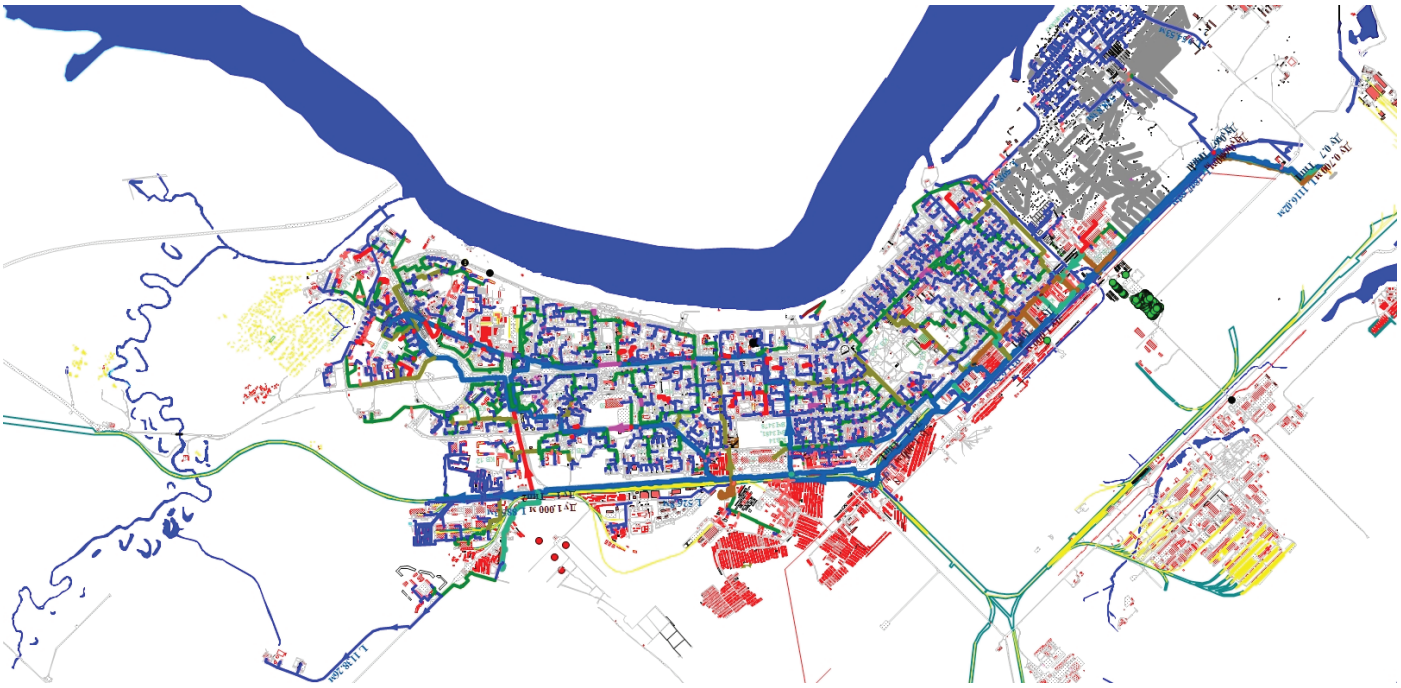
Наименование узла	Северная	ТК-1	ТК-2				ТК-21	ТК-22	ТК-23		т/ц ж.ч.
Геодезическая высота, м	11	10	11	10	10	10	12	13	14	10	20
Напор в обратном трубопроводе, м	25	25.19	25.41	25.604	25.704	25.832	25.975	26.161	27.143	28.402	28.62
Располагаемый напор, м	60	59.566	59.05	58.595	58.357	58.054	57.726	57.289	54.999	52.044	51.528
Длина участка, м	60.75	107.48	76.63	10.93	19.08	16.23	23.6	61.19	80.64	15.16	
Диаметр участка, м	0.25	0.259	0.25	0.125	0.1	0.08	0.08	0.07	0.07	0.05	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.244	0.296	0.26	0.138	0.175	0.185	0.251	1.309	1.696	0.296	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.19	0.22	0.194	0.1	0.128	0.143	0.186	0.981	1.259	0.219	

Рисунок 30 – Окно пьезометрического графика

10 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА.

10.1 Исходные данные

На рисунке 31 приведена схема полная схема тепловых сетей ЗАТО Северск, реализованная в рамках электронной модели. Электронная модель ЗАТО Северск (рисунок 31) относится к модели второго уровня (самый высокий уровень) согласно классификации методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Минэнерго и Минрегиона России от 29.12.2012 г. № 565/667, Постановление Правительства РФ от 03.04.2018 N 405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». Модель содержит описание распределительных (квартальных) тепловых сетей с типом присоединений теплопотребляющих установок потребителей.
Пример квартальной тепловой сети представлен на рисунке 32.



31 – Схема тепловых сетей ЗАТО Северск

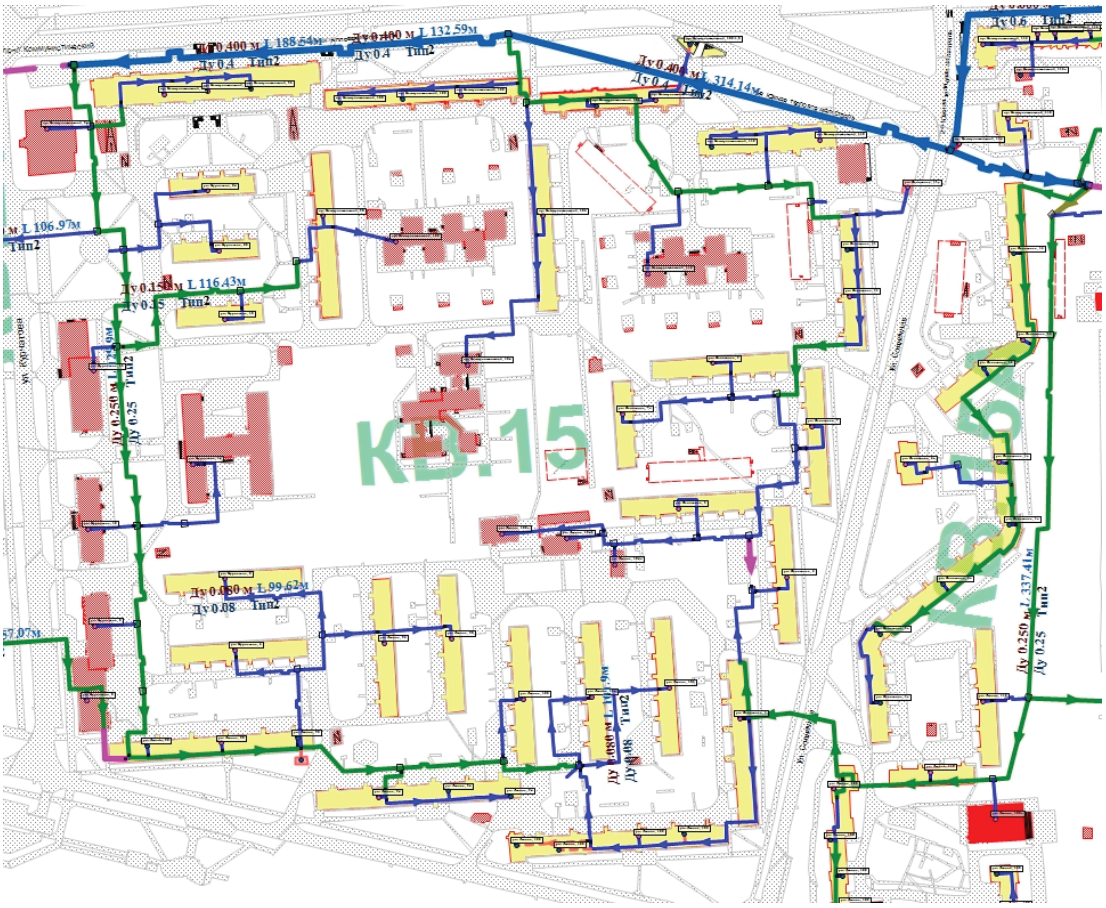


Рисунок 32 – Пример квартальной тепловой сети.

Исходные данные по источнику ТЭЦ АО РИР представлены в таблице.

Наименование источника	ТЭЦ АО РИР
Расчетная температура в подающем трубопроводе,°С	150
Расчетная температура в обратном трубопроводе,°С	70
Расчетная температура холодной воды зимняя,°С	5
Расчетная температура холодной воды летняя,°С	17,69
Расчетная температура наружного воздуха,°С	-32
Максимальный расход на подпитку, т/ч	500
Установленная тепловая мощность, Гкал	1215,8
Среднегодовая температура грунта, °С	6,4

Пример результатов расчета источника представлен в таблице

Наименование источника	ТЭЦ АО РИР
Текущий располаг. напор на выходе из источника, м	128,348
Напор в подающем тр-де, м	159,348
Давление в подающем тр-де, м	110
Текущий напор в обратн. тр-де на источнике, м	31
Давление в обратном тр-де, м	40
Среднегодовая температура воды в под. тр-де,°С	81,21
Среднегодовая температура воды в обр. тр-де,°С	58,62
Текущая нагрузка на отопление, Гкал/час	95,29079
Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/час	8,54245
Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/час	140,45707
Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/час	264,44327

УТВЕРЖДЕНА
постановлением
Администрации ЗАТО Северск
от 26.06.2025 № 1539-па



СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ЗАКРЫТОГО АДМИНИСТРАТИВНО-ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
СЕВЕРСК ДО 2045 ГОДА
Актуализация на 2026 год

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
ГЛАВА 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ
ПСТ.ОМ.70-22.004.000

Разработчик: Общество с ограниченной ответственностью «НЭТ – Консалтинг»

Томск 2025

СОДЕРЖАНИЕ

1. Балансы существующей на базовый период актуализации схемы теплоснабжения тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки 295
2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей 300
3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей 300
4. Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения 300

1. БАЛАНСЫ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ НА БАЗОВЫЙ ПЕРИОД АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В КАЖДОЙ ИЗ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ РЕЗЕРВОВ (ДЕФИЦИТОВ) СУЩЕСТВУЮЩЕЙ РАСПОЛАГАЕМОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, УСТАНАВЛИВАЕМЫХ НА ОСНОВАНИИ ВЕЛИЧИНЫ РАСЧЕТНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

Описание перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки осуществляется для определения дефицита тепловой мощности и пропускной способности существующих тепловых сетей при существующих в ретроспективном периоде установленных и располагаемых значениях тепловой мощности источников тепловой энергии и определения зон с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной источниками тепловой энергии.

Разработка перспективных балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии существующей системы теплоснабжения базируется на перспективных тепловых нагрузках, рассчитанных при разработке Главе 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

В данной главе решаются следующие задачи:

- определяются балансы существующей установленной и располагаемой тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки в существующих зонах действия источников тепловой энергии за каждый год на каждом этапе прогнозируемого периода;
- рассчитываются дефициты (резервы) установленной тепловой мощности нетто на конец прогнозируемого периода;
- устанавливаются зоны развития территории поселения, городского округа, города федерального значения с перспективной тепловой нагрузкой, не обеспеченной источниками тепловой энергии;
- на основании откалиброванной электронной модели системы теплоснабжения и существующих зон действия с перспективной тепловой нагрузкой выполняется моделирование присоединения тепловой нагрузки к тепловым сетям в каждом кадастровом квартале;
- выполнен расчет гидравлического режима передачи тепловой энергии по всем смоделированным путям подключения перспективной тепловой нагрузки (по всем потребителям).

Показатели прогнозных приростов и потребления тепловой мощности (Гкал/ч), полученные расчетным путем, принимаются в схеме теплоснабжения в целях инвестиционного планирования, а для составления годовых балансов (тепловых и топливных), принимаются показатели годового потребления (полезного отпуска) конечным потребителям, согласованные с Департаментом тарифного регулирования Томской области и с теплоснабжающими организациями.

Тепловые балансы источника комбинированной выработки теплоты и электроэнергии сформированы на основании перспективных тепловых нагрузок потребителей в зоне действия ТЭЦ, представленных в Главе 2 Обосновывающих материалов.

Балансы существующей установленной и располагаемой тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки источников ЗАТО Северск приведены в табл. 1.1–1.4.

На момент текущей актуализации Схемы теплоснабжения известно о плановой газификации мкр. Иглаково, в связи с чем при очередной актуализации следует учесть отключение потре-бителей (максимальная присоединенная нагрузка 2,8 Гкал/ч), перешедших на газовое теплоснабжение. На текущий момент точная информация о сроках отключения потребителей отсутствует, поэтому не учитывается в перспективных балансах.

Баланс отпуска тепловой энергии в системе теплоснабжения на базе ТЭЦ АО «РИР» при-веден в таблице 1.5.

Таблица 1.1 – Балансы существующей установленной и располагаемой тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки ТЭЦ, Гкал/ч

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Установленная тепловая мощность на конец периода, в том числе:	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000
отборы паровых турбин	918,0000	918,0000	918,0000	918,0000	918,0000	918,0000	918,0000	918,0000	918,0000	918,0000	918,0000	918,0000	918,0000	918,0000	918,0000
РОУ	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000	692,8000
ПВК	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Ограничения тепловой мощности	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Располагаемая тепловая мощность станции	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000	1610,8000
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	39,9950	41,3662	41,3662	41,3662	41,3662	41,3662	41,3662	41,3662	41,3662	41,3662	41,3662	39,9950	41,3662	41,3662	41,3662
Затраты тепла на собственные нужды станции в паре	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Потери в тепловых сетях в горячей воде	60,9400	60,9400	61,1681	61,3254	61,4599	61,5944	61,7789	61,9238	62,4531	62,4531	62,4531	60,9400	60,9400	61,1681	61,3254
Потери в паропроводах	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380	13,3380
Полезная договорная нагрузка в горячей воде: в том числе	950,8760	950,8760	955,4376	958,5845	961,2745	963,9645	967,6545	970,5523	981,1383	981,1383	981,1383	950,8760	950,8760	955,4376	958,5845
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	1011,8160	1011,8160	1016,6057	1019,9099	1022,7344	1025,5589	1029,4334	1032,4761	1043,5914	1043,5914	1043,5914	1011,8160	1011,8160	1016,6057	1019,9099
Полезная расчетная нагрузка	498,8414	502,0364	506,5980	509,7449	512,4349	515,1249	518,8149	521,7127	532,2987	532,2987	532,2987	498,8414	502,0364	506,5980	509,7449
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	559,7814	562,9764	567,7661	571,0703	573,8948	576,7193	580,5938	583,6365	594,7518	594,7518	594,7518	559,7814	562,9764	567,7661	571,0703
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700	75,1700
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	558,9890	557,6178	552,8281	549,5239	546,6994	543,8749	540,0004	536,9577	525,8424	525,8424	525,8424	558,9890	557,6178	552,8281	549,5239
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1011,0236	1006,4574	1001,6677	998,3635	995,5390	992,7145	988,8400	985,7973	974,6820	974,6820	974,6820	1011,0236	1006,4574	1001,6677	998,3635
Зона действия источника тепловой мощности, га	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050	1428,8050
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050	1405,8050
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	661,17	661,17	661,17	661,17	661,17	661,17	661,17	661,17	661,17	661,17	661,17	661,17	661,17	661,17	661,17
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/ турбоагрегата	0,7545	0,7593	0,7662	0,7710	0,7750	0,7791	0,7847	0,7891	0,8051	0,8051	0,8051	0,7545	0,7593	0,7662	0,7710

Таблица 1.2 – Балансы существующей установленной и располагаемой тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки ЦОК п. Самусь, Гкал/ч

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800
- в паре	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800
- в горячей воде	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Ограничения тепловой мощности	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Располагаемая тепловая мощность	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800	25,2800
Затраты тепла на собственные нужды	0,4500	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135	0,3135
Тепловая мощность нетто	24,8300	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665	24,9665
Потери в тепловых сетях	2,0501	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985	4,5985
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	15,7060	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806
отопление и вентиляция	13,7900	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271
горячее водоснабжение	1,9160	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	7,0739	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	15,6800	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806	15,6806
отопление и вентиляция	14,5600	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271	13,7271
горячее водоснабжение	1,1200	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535	1,9535
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	7,0999	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874	4,6874
Зона действия источника тепловой мощности, га	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200	8,7200
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982	1,7982
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе самого мощного котла	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900	10,7900

Таблица 1.3 – Балансы существующей установленной и располагаемой тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки котельной ул. Камышка п. Самусь, Гкал/ч

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700
- в паре	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
- в горячей воде	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700
Ограничения тепловой мощности	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Располагаемая тепловая мощность	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700
Затраты тепла на собственные нужды	0,036	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136	0,0136
Тепловая мощность нетто	3,7342	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564	3,7564
Потери в тепловых сетях	0,0603	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842	0,1842
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	1,1405	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696
отопление и вентиляция	1,1405	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696
горячее водоснабжение	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	2,5334	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	1,1405	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696
отопление и вентиляция	1,1405	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696	1,1696
горячее водоснабжение	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	2,5334	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025	2,4025
Зона действия источника тепловой мощности, га	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,5069	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198	0,5198
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе самого мощного котла	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342	2,1342

Таблица 1.4 – Балансы существующей установленной и располагаемой тепловой мощности нетто и перспективной тепловой нагрузки котельной д. Орловка, Гкал/ч

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040	2045
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540
- в паре	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
- в горячей воде	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540
Ограничения тепловой мощности	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Располагаемая тепловая мощность	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540	1,7540
Затраты тепла на собственные нужды	0,0012	0,0012	0,0063	0,0063	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024
Тепловая мощность нетто	1,7528	1,7528	1,7477	1,7477	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516	1,7516
Потери в тепловых сетях	0,1115	0,1115	0,0602	0,0602	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235	0,1235
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673
отопление и вентиляция	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554
горячее водоснабжение	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	0,9740	0,9740	1,0202	1,0202	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673	0,6673
отопление и вентиляция	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554	0,6554
горячее водоснабжение	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118	0,0118
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	0,9740	0,9740	1,0202	1,0202	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609
Зона действия источника тепловой мощности, га	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40
Плотность тепловой нагрузки, Гкал/ч/га	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710	0,0710
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	0,8328	0,8328	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе самого мощного котла	0,8328	0,8328	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277	0,8277

Таблица 1.5 – Баланс отпуска тепловой энергии в системе теплоснабжения на базе ТЭЦ АО «РИР», Гкал/год

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Факт 2022	Факт 2023	Факт 2024	План 2025	План 2026	План 2026-2035
ТЭЦ ЗАТО Северск								
1.	**Выработка теплоэнергии**	**Гкал**	**2 357 378,00**	**2 271 810,30**	**2 415 257,40**	**2 325 032,57**	**2 276 680,70**	**2 276 680,70**
2.	Расход теплоэнергии на собственные (производственные) нужды ТЭЦ	Гкал	350 356,60	362 368,00	487 755,00	361 635,50	400 159,90	400 159,90
3.	**Отпуск теплоэнергии с коллектора**	**Гкал**	**2 007 021,40**	**1 909 442,30**	**1 927 502,40**	**1 963 397,07**	**1 876 520,80**	**1 876 520,80**
4.	**Расход теплоэнергии на хозяйственные нужды ТЭЦ**	**Гкал**	**3 364,90**	**3 377,10**	**3 556,50**	**3 237,90**	**3 432,80**	**3 432,80**
5.	**Отпуск тепловой энергии в сеть, в т.ч.**	**Гкал**	**2 003 656,50**	**1 906 065,20**	**1 923 945,90**	**1 960 159,17**	**1 873 088,00**	**1 873 088,00**
5.1.	**Отпуск теплоэнергии в сеть (в горячей воде), в т.ч.**	**Гкал**	**1 588 469,70**	**1 488 338,60**	**1 516 491,80**	**1 570 607,70**	**1 492 316,80**	**1 492 316,80**
5.1.1.	***Отпуск теплоэнергии в сеть (в горячей воде) БУ-1***	**Гкал**	**1 254 915,20**	**1 181 169,10**	**1 206 146,60**	**1 253 418,47**	**1 209 578,40**	**1 209 578,40**
5.1.2.	***Отпуск теплоэнергии в сеть (в горячей воде) БУ-2, в т.ч.***	**Гкал**	**333 554,50**	**307 169,50**	**310 345,20**	**317 189,23**	**282 738,400**	**282 738,400**
5.1.2.1	*отпуск теплоэнергии в тепломагистрали № 1 и № 2*	Гкал	220 889,83	191 847,10	187 103,30	190 039,90	168 759,10	168 759,10

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Факт 2022	Факт 2023	Факт 2024	План 2025	План 2026	План 2026-2035
5.1.2.2	*отпуск теплоэнергии в тепломагистраль № 3*	Гкал	112 664,67	115 322,40	123 241,90	127 149,33	113 979,30	113 979,30
5.2.	**Отпуск теплоэнергии в сеть (в паре), в т.ч.**	**Гкал**	**415 186,80**	**417 726,60**	**407 454,10**	**389 551,47**	**380 771,20**	**380 771,20**
5.2.1.	*отборный пар 7-13 кгс/см*[2]	Гкал	172 241,80	185 853,10	171 583,39	124 967,00	150 095,90	150 095,90
5.2.2.	*отборный пар более 13 кгс/см*[2]	Гкал	242 945,00	231 873,50	235 870,71	264 584,47	230 675,30	230 675,30
Система теплоснабжения от БУ-1 (г. Северск)								
6.	**Отпуск тепловой энергии в сеть (ОАО "Тепловые сети") в горячей воде**	**Гкал**	**1 254 915,20**	**1 181 169,10**	**1 206 146,60**	**1 253 418,47**	**1 209 578,400**	**1 209 578,400**
7.	**Потери тепловой энергии сетевых организаций**	**Гкал**	**324 582,53**	**259 999,05**	**292 285,03**	**303 842,70**	**303 842,70**	**303 842,70**
8.	**Полезный отпуск тепловой энергии**	**Гкал**	**930 332,67**	**921 170,05**	**913 861,57**	**949 575,77**	**905 735,70**	**905 735,70**
8.1.	*сторонние потребители*	*Гкал*	**930 246,73**	**921 091,86**	**913 778,29**	**949 487,70**	**905 653,70**	**905 653,70**
8.2.	*собственные потребители*	*Гкал*	**85,94**	**78,19**	**83,28**	**88,07**	**82,00**	**82,00**
Система теплоснабжения от БУ-2 + Система пароснабжения (Промышленная зона ЗАТО Северск)								
Тепломагистраль № 3 ("3-я северная")								
9.	**Отпуск тепловой энергии в "3-ю Северную" магистраль в горячей воде, в т.ч.**	**Гкал**	**112 664,67**	**115 322,40**	**123 241,90**	**127 149,33**	**113 979,30**	**113 979,30**
10.	Потери тепловой энергии "3-й Северной" магистрали в горячей воде	Гкал	20 673,80	20 626,95	20 626,95	20 673,80	20 607,40	20 607,40
11.	Отпуск тепловой энергии конечным потребителям "3-й Северной" магистрали в горячей воде	Гкал	1 564,20	1 396,19	949,79	1 009,90	740,10	740,10
12.	Отпуск тепловой энергии из "3-й Северной" магистрали в сеть АО "СХК" в горячей воде	Гкал	90 426,67	93 299,26	101 665,16	105 465,63	92 631,80	92 631,80
Система теплоснабжения АО "СХК" (Тепломагистрали №1 и №2 + паропроводы)								
13.	**Отпуск тепловой энергии в сеть АО "СХК", в т.ч.**	**Гкал**	**726 503,30**	**702 872,96**	**696 222,56**	**685 057,00**	**642 162,10**	**642 162,10**
13.1.	***в горячей воде, в т.ч.***	**Гкал**	**311 316,50**	**285 146,36**	**288 768,46**	**295 505,53**	**261 390,90**	**261 390,90**
13.1.1.	*отпуск теплоэнергии в тепломагистрали № 1 и № 2*	Гкал	220 889,83	191 847,10	187 103,30	190 039,90	168 759,10	168 759,10
13.1.2.	*отпуск тепловой энергии из "3-й Северной" магистрали в сеть АО "СХК" в горячей воде*	Гкал	90 426,67	93 299,26	101 665,16	105 465,63	92 631,80	92 631,80
13.2.	***в паре, в т.ч.***	**Гкал**	**415 186,80**	**417 726,60**	**407 454,10**	**389 551,47**	**380 771,20**	**380 771,20**
13.2.1.	*отборный пар 7-13 кгс/см*[2]	Гкал	172 241,80	185 853,10	171 583,39	124 967,00	150 095,90	150 095,90
13.2.2.	*отборный пар более 13 кгс/см*[2]	Гкал	242 945,00	231 873,50	235 870,71	264 584,47	230 675,30	230 675,30
14.	**Потери тепловой энергии АО "СХК", в т.ч.**	**Гкал**	**215 370,90**	**215 370,90**	**215 370,90**	**175 500,20**	**175 500,20**	**175 500,20**
14.1.	***в горячей воде***	**Гкал**	**76 068,90**	**76 068,90**	**76 068,90**	**59 141,50**	**59 141,50**	**59 141,50**
14.2.	***в паре, в т.ч.***	**Гкал**	**139 302,00**	**139 302,00**	**139 302,00**	**116 358,70**	**116 358,70**	**116 358,70**
14.2.1.	*отборный пар 7-13 кгс/см*[2]	Гкал	47 126,60	47 126,60	47 126,60	25 967,00	25 967,00	25 967,00
14.2.2.	*отборный пар более 13 кгс/см*[2]	Гкал	92 175,40	92 175,40	92 175,40	90 391,70	90 391,70	90 391,70
15.	**Полезный отпуск тепловой энергии АО "СХК", в т.ч.**	**Гкал**	**511 132,40**	**487 502,06**	**480 851,66**	**509 556,80**	**466 661,90**	**466 661,90**
15.1.	***в горячей воде***	**Гкал**	**235 247,60**	**209 077,46**	**212 699,56**	**236 364,03**	**202 249,40000**	**202 249,40000**
15.2.	***в паре, в т.ч.***	**Гкал**	**275 884,80**	**278 424,60**	**268 152,10**	**273 192,77**	**264 412,50**	**264 412,50**
15.2.1.	*отборный пар 7-13 кгс/см*[2]	Гкал	125 115,20	138 726,50	124 456,79	99 000,00	124 128,90	124 128,90
15.2.2.	*отборный пар более 13 кгс/см*[2]	Гкал	150 769,60	139 698,10	143 695,31	174 192,77	140 283,60	140 283,60
16.1.	**Отпуск конечному потребителю АО "РИР" (в гор. воде)**	**Гкал**	**1 167 058,53**	**1 131 565,51**	**1 127 427,64**	**1 186 949,70**	**1 108 643,20**	**1 108 643,20**
16.2.	**Отпуск конечному потребителю АО "РИР" (Всего)**	**Гкал**	**1 442 943,33**	**1 409 990,11**	**1 395 579,74**	**1 460 142,47**	**1 373 055,70**	**1 373 055,70**

2. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПЕРЕДАЧИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ДЛЯ КАЖДОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ВЫВОДА С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ (НЕВОЗМОЖНОСТИ) ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИЕЙ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (или невозможности) обеспечения тепловой энергии существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети каждого магистрального вывода, представлен в составе электронной модели системы теплоснабжения ЗАТО Северск.

3. ВЫВОДЫ О РЕЗЕРВАХ (ДЕФИЦИТАХ) СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Перспективные балансы существующей мощности источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки потребителей позволяют сделать выводы о том, что при существующих мощностях источников централизованного теплоснабжения ЗАТО Северск:

• резерв тепловой мощности ТЭЦ по договорной нагрузке на начало периода планирования (2025 год) составляет 558,99 Гкал/ч. К 2045 году ожидается незначительное снижение (33,14 Гкал/ч) вследствие новых присоединений.

• резерв мощности систем централизованного теплоснабжения внегородских территорий по расчетной нагрузке на 2025 г. составит соответственно:

- от ЦОК п. Самусь (МКП «СВК») – 4,69 Гкал/ч;
- от котельной по ул. Камышка п. Самусь (МКП «СВК») – 2,40 Гкал/ч;
- от котельной п. Орловка (ООО «Уют Орловка») – 0,99 Гкал/ч.

Таким образом при подключении перспективных абонентов к системам теплоснабжения ЗАТО Северск в горизонте планирования Схемы теплоснабжения дефицит существующей тепловой мощности не прогнозируется.

Балансы тепловой нагрузки и тепловой мощности источников с учетом предлагаемых мероприятий в части реконструкции источников тепловой энергии представлены в Главе 7 Обосновывающих материалов.

4. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ СУЩЕСТВУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСОВ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ДЛЯ КАЖДОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Балансы по существующим источникам скорректированы с учетом факторов:

1) корректировка расчетной тепловой нагрузки, подключенной к источникам ЗАТО Северск;
2) актуализация данных в части тепловых потерь и потребления мощности на собственные нужды источников.

УТВЕРЖДЕНА
постановлением
Администрации ЗАТО Северск
от 26.06.2025 № 1539-па

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ЗАКРЫТОГО АДМИНИСТРАТИВНО-ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
СЕВЕРСК ДО 2045 ГОДА
Актуализация на 2026 год

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗАТО СЕВЕРСК
ПСТ.ОМ.70-22.005.000

Разработчик: Общество с ограниченной ответственностью «НЭТ – Консалтинг»

Томск 2025

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения ... 302
2. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения ... 302
2.1. Варианты развития ТЭЦ ... 302
2.2. Варианты развития котельных ... 303
3. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения ... 303
3.1 Варианты развития ТЭЦ ... 303
3.2. Варианты развития котельных ... 309
4. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения г. Северск ... 309
4.1. Варианты развития ТЭЦ ... 309
4.2. Варианты развития котельных ... 310
5 Описание изменений мастер-плана развития систем теплоснабжения за период, предшествующий актуализациисхемы теплоснабжения ... 310

1.ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В соответствии с п. 23 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» в Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения включается Глава 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года».

Мастер-план схемы теплоснабжения предназначен для описания, обоснования отбора и представления заказчику схемы теплоснабжения нескольких вариантов ее реализации. Выбор рекомендуемого варианта выполнен на основе анализа показателей окупаемости предлагаемых в рамках вариантов мероприятий, а также условия обеспечения требуемого уровня надежности теплоснабжения существующих и перспективных потребителей.

Разработанный мастер-план представлен отдельным томом и является дополнением к обосновывающим материалам проекта актуализированной схемы теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года.

2. ОПИСАНИЕ ВАРИАНТОВ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

Предлагаемые варианты развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск сформированы по двум независимым направлениям – в части развития ТЭЦ АО «РИР» и части развития котельных, расположенных на внегородских территориях.

2.1. Варианты развития ТЭЦ

При разработке сценариев в части развития ТЭЦ учтены факторы:

1. Сформирована, в установленном порядке направлена в Департаменте тарифного регулирования Томской области инвестиционная программа АО «РИР» на 2021-2023 годы, а также направлена на рассмотрение инвестиционная программа АО «РИР» на 2024–2026 гг.

2. Для повышения эффективности комбинированной выработки электроэнергии на ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северск составлены и учтены в «Схеме и программе развития электроэнергетики Томской области» на период 2022-2026 планы реконструкции турбинного оборудования.

3. Распоряжением Правительства РФ № 232-р от 07.02.2020 в соответствии с Правилами оптового рынка электроэнергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электроэнергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам организации функционировании оптового рынка электроэнергии и мощности», на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с началом поставки мощности после 31 декабря 2014 г. и предложений Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики утвержден ввод двух турбоагрегатов типа ПР-30 на ТЭЦ филиала АО «РИР» в г. Северск. Дата поставки мощности на оптовый рынок – 01.07.2025.

4. Альтернативным вариантом замены устаревшего турбинного оборудования является обеспечение потребителей теплом посредством РОУ.

Предлагаемые сценарии развития системы теплоснабжения города Северска учитывают, главным образом, необходимость покрытия существующей и перспективной тепловых нагрузок, а также техническое состояние генерирующего оборудования (степень износа).

Анализ данных по годам ввода в эксплуатацию, наработки и достижения паркового ресурса паровых турбин ТЭЦ, приведенных в части 2 Главы 1 («Существующее положение…» Обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения ЗАТО Северск), показывает, что девять из двенадцати турбоагрегатов были введены в эксплуатацию в период (1953–1960) и к настоящему времени практически выработали ресурс.

В 2020 г. на ТЭЦ разработан план замены устаревшего оборудования на период до 2025 г. В соответствии с этим планом предусматривается вывод устаревшего оборудования и ввод в эксплуатацию трех теплофикационных турбин. Турбоагрегат ст. № 13 уже введен в эксплуатацию во второй половине 2022 г., а два других турбоагрегата типа ПР-30 включены в план мероприятий на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций и будут обеспечивать по распоряжению Правительства РФ № 232-р от 07.02.2020 поставку мощности в энергосистему РФ, начиная с 01.07.2025 г.

Мероприятия направлены на повышение эффективности комбинированной выработки теплоты и электроэнергии с целью снижения топливной составляющей в себестоимости отпускаемой от ТЭЦ теплоты и электроэнергии, и, как было сказано выше, учтены в «Схеме и программе развития электроэнергетики Томской области» на период 2022–2026, а также в СиПР электроэнергетических систем России на 2023–2029 гг.

В связи с выше изложенным, в качестве основного сценария (сценарий 1) развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск на базе ТЭЦ АО «РИР» в перспективе до 2045 г. принимается вариант с вводом новых турбоагрегатов (двух ПР-30) суммарной номинальной электрической мощностью 60 МВт, тепловой – 161,62 Гкал/ч и выводом устаревшего оборудования (ТА ст. №№ 1, 2) суммарной электрической мощностью 50 МВт и тепловой 167,5 Гкал/ч.

В качестве альтернативного сценария (сценарий 2) принимается вариант вывода устаревшего турбинного оборудования, в соответствии с мероприятиями по сценарию 1, вводом ТА-13 в 2022 г. и покрытием части тепловой нагрузки от существующих на ТЭЦ РОУ.

Сводные характеристики предлагаемых вариантов развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск в зоне действия ЕТО на базе ТЭЦ представлены в табл. 1.

Выводы по резервам (дефицитам) тепловой мощности ТЭЦ в соответствии с выбранными сценариями в перспективе до 2045 г. представлены в Главе 4, из которых следует, что дефицит располагаемой мощности в зоне действия ТЭЦ на период до 2045 года не прогнозируется

Таблица 1 – Сводные характеристики предлагаемых вариантов развития системы теплоснабженияАТО Северск в зоне действия ЕТО на базе ТЭЦ

№ п/п	Наименование мероприятия	Сценарий 1	Сценарий 2
1	Вывод генерирующего оборудования, выработавшего парковый ресурс	Вывод ТГ-12 (2021 г.), ТГ-1,2 (2025 г.)	
2	Замещение выбывающего генерирующего оборудования	Ввод ТГ-12 и ТГ-14 типа ПР-30	Не предусмотрено
3	Обеспечение (части) теплоснабжения потребителей	Из регулируемых отборов турбин ПР-30	За счет РОУ
4	Поддержание состояния оборудования, а также мероприятия, направленные на повышение эффективности его работы	Предусматриваются, срок реализации – до 2025 г.	

Таким образом, в соответствии со Сценарием № 1 планируется замещение предлагаемых к выводу турбин ТГ-1, ТГ-2, ТГ-12, вводом ТГ-12, ТГ-14 типа ПР-30 и ТГ-13 типа Тп-100/110-90. В соответствии со Сценарием № 2 предлагается вывод выработавших парковый ресурс турбин ТГ-1, ТГ-2, ТГ-12, ввод ТГ-13 с покрытием дефицита нагрузки мощностью РОУ.

2.2. Варианты развития котельных

На территории ЗАТО Северск расположены три котельные – центральная отопительная котельная (ЦОК) п. Самусь, котельная ул. Камышка п. Самусь, котельная п. Орловка. В рамках текущей актуализации предложены возможные сценарии развития по котельной п. Орловка (табл.2).

Таблица 2 – Варианты развития котельной п. Орловка

Система теплоснабжения	Вариант 1	Вариант 2
Котельная п. Орловка	—	Перевод на сжигание твердого топлива

Для котельной п. Орловка прорабатывался вариант перевода котельной на твердое топливо (древесная щеп). В качестве аналога рассматривалась блочно-модульная котельная п. Улу-Юл Первомайского района Томской области.Технология работы такой котельной позволяет перерабатывать отходы лесопромышленного комплекса района и экономить на дорогостоящем дизельном топливе. Котельная не требует закупки специально подготовленного биотоплива – пеллет или древесных гранул, а работает на обычных опилках и древесной щепе. Технико-экономические характеристики такого варианта развития приведено ниже.

3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

3.1. Варианты развития ТЭЦ

При актуализации схемы теплоснабжения г. Северскана 2026 г. предусмотрен ввод 2 турбоагрегатов типа ПР-30 с 01.07.2025. Данные установки согласно Распоряжению Правительства РФ от 7 февраля 2020 г. № 232-р включены в список генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов после 31.12.2024.

При технико-экономическом сравнении сценариев развития системы теплоснабжения н учитывались мероприятия, включенные в оба сценария и не влияющие на сравнительные показатели. По первому варианту финансово-экономической модели отпуск теплоты и электроэнергии осуществляется от двух турбин ПР-30; по второму варианту – отпуск теплоты от РОУ без выработки электроэнергии.

Основным фактором при выборе Сценария развития схемы теплоснабжения являются условия и наличие источников финансирования мероприятий, и возможное влияние на тариф.

В данном разделе приведены укрупненные экономические показатели сравниваемых сценариев. Базовым критерием для сравнения Сценария 1 и Сценария 2 является затраты на топливо в денежном выражении, которые формируют основную часть тарифа. Также рассчитана маржинальная прибыли от реализации тепловой и электрической энергии.

Учитывая необходимость рассмотрения проекта на протяжении всего расчетного периода, были рассчитаны денежные потоки с учетом влияния фактора времени.

При выполнении финансового обоснования Сценария 1 и Сценария 2 применялись индексы-дефляторы, принятые МЭР. С целью определения дисконтированных показателей проектов была принята ставка дисконтирования на уровне 14,04 %.

Расчеты по каждому варианту произведены для среднеотопительного режима. В соответствии СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология» в ближайшей точке наблюдения г. Томске средняя температура наружного воздуха за отопительный период – минус 7,9 °С; продолжительность отопительного периода 5592 ч.

При расчете УРУТ на отпуск электро- и тепловой энергии применен физический метод.

Коэффициенты расхода электроэнергии на собственные электрические нужды принят КСНЭ=0,20; на тепловые собственные и хозяйственные нужды – КСНТ=0,15.

Сценарий № 1

Мероприятия в части генерирующего оборудования ТЭЦ в соответствии со сценарием 1 развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Мероприятия в части генерирующего оборудования ТЭЦ в соответствии с основным сценарием (сценарием 1) развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск

№ п/п	Показатели	Характеристики
1	Тип установки и количество	ПР-30 2 шт.
2	Предполагаемый срок реализации	2020-2024 гг.
3	Основные характеристики установок	вводимая электрическая мощность 60 МВт; тепловая Т-отбора 135 Гкал/ч; П-отбора -35,6 Гкал/ч
4	Предполагаемый перечень работ	ПИР, изготовление и поставка турбоагрегатов, шефмонтаж СМР и ПНР турбоагрегатов и вспомогательного оборудования

Для определения базовых параметров сравнения сценариев была сформирована финансово-экономическая модель оценки ввода новых турбоагрегатов ТГ-12,14 для обеспечения производства электроэнергии и теплоэнергии, которая представлена в таблице 6.

Технические характеристики и основные показатели в гарантированных режимах работы турбоагрегатов ПР-30 представлены в Приложениях 1 и 2 соответственно.

За основу расчета годовых показателей турбогенераторов ПР-30 приняты характеристики режима 2, для которого электрическая мощность равна 35 МВт, удельный расход теплоты брутто –qэ = 917,7 ккал/кВтч (3845 кДж/кВтч), тепловая мощность – 72 Гкал/ч.

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии определен по зависимости (Бененсон Е.И. Теплофикационные паровые турбины – М.: Энергоиздат, 1986 г.)

$$b_э = q_э /(29300 \cdot \eta_к \cdot \eta_тп), \text{ кг у.т./кВт·ч},$$

где $q_э$ – в кДж/кВт·ч;

$\eta_к$ =0,89 - КПД парового котла;

$\eta_к$ =0,95 - КПД теплового потока.

Основные результаты расчетов сведены в Таблицу 5.

Таблица 5 – Финансово-экономическая модель по Сценарию 1

Показатель	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2035	2040	2045
Установленная мощность турбин ПР-30	МВт						60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Выработка ЭЭ	млн кВтч						196,2	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4	392,4
СН	млн кВтч						39,2	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4	78,4
Отпуск ЭЭ с шин	млн кВтч						157,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0	314,0
Выработка ТЭ	тыс. Гкал						403,2	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4	806,4
СН (тепло) плюс ХН	тыс. Гкал						60,5	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0
Отпуск ТЭ	тыс. Гкал						342,7	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4	685,4
УРУТ на отпуск ЭЭ	г.у.т./кВтч						194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0	194,0
УРУТ на отпуск ТЭ	кг.у.т./Гкал						213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0	213,0
Объем реализации э/э по РД	млн кВтч						29,6	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2	59,2
Объем реализации по РСВ, БР	млн кВтч.						127,4	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8	254,8
доля РД	%						18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
Объем реализации мощности	МВт						60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Цена э/э по РСВ, БР	руб. МВтч	911,0	935,0	976,0	1016,0	1056,0	1087,7	1120,3	1153,9	1188,5	1224,2	1260,9	1298,7	1337,7	1377,8	1419,2	1461,8
Цена реализации э/э по регулируемым договорам	руб/МВтч	1258,2	1296,4	1335,3	1375,3	1416,6	1459,1	1502,9	1548,0	1594,4	1642,2	1691,5	1742,2	1794,5	1848,3	1903,8	1960,9
Тариф на мощность	руб./МВт в месяц	284042,1	0,0	264222,9	266698,8	278586,8	298008,3	316123,1	332362,9	341651,0	348484,0	361314,0	372153,4	383240,1	397803,2	413715,3	432332,5
Тариф на услуги операторов рынка (тариф АТС)	руб./МВтч	1,21	1,26	1,31	1,37	1,42	1,46	1,51	1,55	1,60	1,65	1,70	1,75	1,80	1,85	1,91	1,97
Темп росто цен на мощность	инд.	1,00	1,21	1,15	1,08	1,09	1,07	1,06	1,05	1,03	1,02	1,04	1,03	1,03	1,04	1,04	1,05
темп роста цен на э/э	инд.	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Расчет выручки от э/э																	
Выручка от реализации э/э по РД	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	43165,4	88920,7	91588,4	94336,0	97166,1	100081,1	103083,5	106176,0	109361,3	112642,1	116021,4
Выручка от реализации э/э по РСВ, БР	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	138588,4	285492,0	294056,8	302878,5	311964,8	321323,8	330963,5	340892,4	351119,2	361652,7	372502,3
Выручка от реализации э/э	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	181753,8	374412,7	385645,1	397214,5	409130,9	421404,8	434047,0	447068,4	460480,4	474294,9	488523,7
Выручка от реализации мощности	тыс. руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	214565,9	227608,7	239301,3	245988,7	250908,5	260146,0	267950,4	275932,8	286418,3	297875,0	311279,4
Темп роста тарифа на т/э	инд.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Тариф на ТЭ в ГВ на коллекторе	руб/Гкал	873,2	908,1	944,4	982,2	1021,5	1062,3	1104,8	1149,0	1195,0	1242,8	1292,5	1344,2	1397,9	1453,9	1512,0	1572,5
Выручка от реализации т/э	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	364057,2	757239,0	787528,6	819029,7	851790,9	885862,6	921297,1	958149,0	996474,9	1036333,9	1077787,3
Расход условного топлива в т.ч.	т.у.т.						103453,1	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2	206906,2
Расход условного топлива на производство э/э	т.у.т.						30458,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0	60916,0
Расход условного топлива на производство т/э	т.у.т.						72995,1	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2	145990,2

Показатель	Ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2035	2040	2045
Топливная составляющая на производство э/э	руб./МВтч						547,3	566,8	579,5	587,5	598,4	616,4	634,8	653,9	660,4	666,4	678,8
Топливная составляющая на производство т/э	руб./Гкал						600,9	622,3	636,2	645,0	657,0	676,7	697,0	717,9	725,1	731,7	745,3
Затраты на топливо в т.ч.	тыс. руб.						291835,0	604517,1	618043,0	626573,3	638212,0	657358,4	677079,1	697391,5	704377,9	710779,0	724003,4
затраты на топливо на производство э/э	тыс. руб.						85920,2	177978,1	181960,3	184471,7	187898,3	193535,2	199341,3	205321,5	207378,4	209263,0	213156,5
затраты на топливо на производство т/э	тыс. руб.						205914,8	426539,0	436082,7	442101,6	450313,7	463823,1	477737,8	492070,0	496999,5	501516,0	510847,0
Структура топливного баланса																	
газ	%	18,93%	29,76%	29,76%	29,76%	29,76%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%	2,91%
уголь	%	80,03%	69,41%	69,41%	69,41%	69,41%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%	97,09%
мазут	%	1,04%	0,83%	0,83%	0,83%	0,83%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
темп роста цен на топливо																	
газ	инд.	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
уголь	инд.	1,02	1,06	1,04	1,08	1,07	1,07	1,04	1,02	1,01	1,02	1,03	1,03	1,03	1,01	1,01	1,02
мазут	инд.	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
цена 1 т.у.т.																	
газ	руб./т.у.т.	3932,5	4052,5	4174,1	4299,3	4428,3	4561,1	4698,0	4838,9	4984,1	5133,6	5287,6	5446,2	5609,6	5777,9	5951,2	6129,8
уголь	руб./т.у.т.	2186,6	2153,0	2241,2	2409,3	2587,6	2768,7	2868,4	2931,5	2969,6	3023,1	3113,8	3207,2	3303,4	3333,1	3359,8	3420,3
мазут	руб./т.у.т.	7132,0	7710,6														
Услуги операторов рынка	тыс. руб.						229,6	473,0	487,2	501,8	516,9	532,4	548,4	564,8	581,8	599,2	617,2
Амортизация (по новому вводу)	тыс. руб.						109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9	109272,9
Затраты на турбоагрегаты	тыс. руб.	193826,6	155604,6	863138,9	216831,2	209692,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Денежный поток от инвестиционной деятельности	тыс. руб.	-193826,6	-155604,6	-863138,9	-216831,2	-209692,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Дисконтированный денежный поток от инвестиционной деятельности		-169963,7	-119648,7	-581981,3	-128201,5	-108716,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Маржинальная прибыль от реализации э/э	тыс. руб.						95604,0	195961,7	203197,6	212240,9	220715,7	227337,2	234157,3	241182,0	252520,2	264432,6	274750,1
Маржинальная прибыль от реализации т/э	тыс. руб.						158142,5	330700,0	351445,9	376928,2	401477,2	422039,4	443559,3	466079,0	499475,4	534817,9	566940,3
Маржинальная прибыль от реализации э/э и т/э	тыс. руб.						253746,4	526661,7	554643,5	589169,1	622192,9	649376,6	677716,6	707261,0	751995,6	799250,5	841690,4
Маржиинальная прибыль общая	тыс. руб.						577585,3	754270,3	793944,8	835157,8	873101,4	909522,7	945667,0	983193,9	1038413,9	1097125,6	1152969,8
Дисконтированная общая маржинальная прибыль	тыс. руб.						262586,8	300695,2	277544,5	256008,1	234688,9	214380,0	195457,2	178195,0	165032,5	152896,7	140897,3

Таблица 6 – Сводные показатели экономической эффективности за весь проектный период реализации Сценарий 1 (тыс. руб. без учета НДС)

№ п/п	Показатели	тыс. руб. без учета НДС
1	Затраты на топливо на производство э/э	2 046 224,50
2	Затраты на топливо на производство т/э	4 903 945,16
3	Денежный поток от инвестиционной деятельности	-1 639 093,80
4	Дисконтированный денежный поток от инвестиционной деятельности	-1 108 512,06
5	Маржинальная прибыль от реализации э/э	2 422 099,34
6	Маржинальная прибыль от реализации т/э	4 551 605,06
7	Маржинальная прибыль от реализации э/э и т/э	6 973 704,39
8	Маржинальная прибыль общая	9 960 952,43
	Дисконтированная общая маржинальная прибыль	2 378 382,28

Сценарий 2

В соответствии со сценарием №2 отпуск теплоты осуществляется от РОУ острого пара. Характеристики РОУ приведены в Главе 1. Для сравнительного анализа и определения экономического эффекта от реализации мероприятий по Сценарию 2 была сформирована финансово-экономическая модель (таблица 7).

Таблица 7 – Финансово-экономическая модель по Сценарию 2

Показатели		**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2035**	**2040**	**2045**
Выработка ЭЭ	млн кВтч.						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
СН	млн кВтч.						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отпуск ЭЭ с шин	млн кВтч.						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Выработка ТЭ	тыс. Гкал						403,20	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40	806,40
СН (тепло) плюс ХН	тыс. Гкал						60,50	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00	121,00
Отпуск ТЭ	тыс. Гкал						342,70	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40	685,40
УРУТ на отпуск ТЭ	кг.у.т./Гкал						253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00	253,00
Расход условного топлива на производство ТЭ	т.у.т.						86703,1	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2	173406,2
Темп роста тарифа на т/э	инд.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Тариф на ТЭ в ГВ на коллекторе 1 плг	руб/Гкал	873,2	908,1	944,4	982,2	1021,5	1062,3	1104,8	1149,0	1195,0	1242,8	1292,5	1344,2	1397,9	1453,9	1512,0	1572,5
Выручка от реализации т/э	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	364057,2	757239,0	787528,6	819029,7	851790,9	885862,6	921297,1	958149,0	996474,9	1036333,9	1077787,3
Топливная составляющая на производство т/э	руб./Гкал						713,7	739,2	755,7	766,2	780,4	803,8	827,9	852,8	861,3	869,1	885,3
Затраты на топливо	тыс. руб.																
затраты на топливо на производство т/э	тыс. руб.						244584,21	506640,27	517976,18	525125,34	534879,67	550926,06	567453,84	584477,46	590332,74	595697,41	606780,65
структура топливного баланса																	
газ	%	19%	30%	30%	30%	30%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
уголь	%	80%	69%	69%	69%	69%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%	97%
мазут	%	1%	1%	1%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
темп роста цен на топливо																	
газ	инд.	1,022	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
уголь	инд.	1,024	1,057	1,041	1,075	1,074	1,07	1,04	1,02	1,01	1,02	1,03	1,03	1,03	1,01	1,01	1,02
цена 1 т.у.т.																	
газ	руб./т.у.т.	3932,5	4052,5	4174,1	4299,3	4428,3	4561,1	4698,0	4838,9	4984,1	5133,6	5287,6	5446,2	5609,6	5777,9	5951,2	6129,8
уголь	руб./т.у.т.	2186,6	2153,0	2241,2	2409,3	2587,6	2768,7	2868,4	2931,5	2969,6	3023,1	3113,8	3207,2	3303,4	3333,1	3359,8	3420,3
мазут	%	7132,0	7710,6														
Маржинальная прибыль от реализации т/э	тыс. руб.						119473,0	250598,8	269552,4	293904,4	316911,3	334936,5	353843,2	373671,5	406142,2	440636,5	471006,6
Дисконтированная маржинальная прибыль от реализации т/э	тыр.р						54315,8	99903,0	94229,2	90093,0	85185,5	78946,6	73134,9	67724,6	64547,2	61407,6	57558,8

Таблица 8 – Сводные показатели экономической эффективности за весь проектный период реализации Сценария 2 (тыс. руб. без учета НДС)

№ п/п	Показатели	тыс. руб. без учета НДС
1	Затраты на топливо на производство т/э	5 824 873,83
2	Маржинальная прибыль от реализации т/э	3 630 676,39
3	Дисконтированная маржинальная прибыль от реализации т/э	827 046,13

Анализ результатов финансовых моделей показывает, что за расчетный период суммарная дисконтированная маржинальная прибыль имеет положительное значение по обоим сценариям. По базовому критерию – затраты на топливо на производство тепловой энергии видно, что по первому сценарию топливные затраты на производства тепла меньше чем по второму сценарию. Также по первому сценарию топливная составляющая производства тепловой энергии меньше. В первом приближении это позволяет говорить о большей целесообразности первого сценария.

3.2. Варианты развития котельных

Котельная п. Орловка

Стоимость строительства котельной на щепе была принята на основании объекта-аналога, наиболее подходящего по установленной мощности, – блочно-модульной котельной п. Улу-Юл Первомайского района Томской области. Стоимость строительства принята в соответствии с положительным заключением государственной экспертизы № 70-1-1-2-062840-2021 от 26.10.2021 г. Стоимость строительства в ценах 4 квартала 2021 года составляет 119 788,34 тыс. руб., в ценах 2022 года – 125 538,18 тыс. руб. Расчет экономической эффективности при выборе реализации данного варианта развития системы теплоснабжения представлен в Таблице 10.

Таблица 10– Расчет экономической эффективности варианта развития системы теплоснабжения

Показатель	**Значение**
Стоимость строительства БМК в соответствии с заключением ГЭ (в ценах 4 квартала 2021 года), тыс. руб.	119 788,34
Стоимость строительства БМК в соответствии с заключением ГЭ (в ценах 2022 года), тыс. руб.	125 538,18
Цена щепы, принятая к расчету, руб./м^3	1 500,00
Объем щепы в год, м^3	1 109,98
Расходы на топливо в год (щепа), тыс. руб.	1 664,97
Расходы на топливо в год (дизельное топливо), тыс. руб. Утверждено в тарифе на 2022 год	13 467,52
Экономия топлива за год, тыс. руб.	11 802,55
Простой срок окупаемости, лет	10,64

4. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПРИОРИТЕТНОГО ВАРИАНТА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ Г. СЕВЕРСК

4.1. Варианты развития ТЭЦ

Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения города Северска выполнено на основе рассчитанных финансовых моделей (см. п. 3.2) с учетом тарифных последствий для потребителей.

Таблица 12 –Технические характеристики турбины ПР-30

Наименование параметра	Размерность	Значение
Мощность номинальная	МВт	30
Мощность максимальная	МВт	35
Номинальные параметры свежего пара:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см^2)	8,8 (90)
- температура	^{0}С	535
Пределы отклонения параметров свежего пара от номинальных:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см^2)	8,34…9,32 (85…95)
- температура	^{0}С	480…545
- расход пара	т/ч	0…212
Номинальные параметры пара в регулируемом производственном отборе:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см^2)	0,98 (10)
- температура	^{0}С	272
- расход пара	т/ч	70
Пределы отклонения параметров пара в регулируемом производственном отборе:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см^2)	0,79…1,28 (8…13)
- температура	^{0}С	240…380
- расход пара	т/ч	0…110
Номинальные параметры пара за турбиной:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см^2)	0,196(2,0)
- температура	^{0}С	120
Пределы отклонения параметров пара за турбиной:		
- давление абсолютное	МПа (кгс/см^2)	0,118…0,245 (1,2…2,5)
- температура	^{0}С	70…170
Теплофикационная мощность без отбора	Гкал/ч	93,98
Теплофикационная мощность с отбором	Гкал/ч	38,71
Количество ступеней	шт.	16
Высота последней лопатки	мм	152

Таблица 13 – Гарантийные показатели турбиныПР-30 и условия их достижения

Условия достижения гарантийных показателей на гарантийных режимах	Режим с отбором	Режим без отбора
Параметры	1	2
Абсолютное давление пара перед турбиной, кгс/см^2	90	90
Температура пара перед турбиной, ^{o}C	535	535
Расход пара на турбину,не менее т/ч	185	172
Давление пара в деаэраторе	6 ата	6 ата
Абсолютное давление пара в коллекторе производственного отбора, кгс/см^2	10	-
Абсолютное давление пара в коллекторе за турбиной, кгс/см^2	1,3	1,3
Расход пресной охлаждающей воды на маслоохладители турбины и воздухоохладители генератора, не менее м^3/ч	280	280
Температура пресной охлаждающей воды на маслоохладители турбины и воздухоохладители генератора, 0С	20	20
Качество пара поступающего на турбину	Согласно ПТЭ	
Масло турбинное	Т-22 по ГОСТ 32-74	
Электрическая мощность, МВт	35	35
Давление пара в производственный отбор, кгс/см^2	10	-
Температура пара в производственный отбор, ^{o}C	272	-
Расход пара в производственный отбор, т/ч	70	0
Температура питательной воды,^{o}C	217,0	213,9
Удельный расход тепла, ккал/кВт*ч	-	917,7
Замеренные на постоянных рабочих местах, на расстоянии 1 м от обшивки турбины по контуру, уровни звукового давления не должны превышать, дБ	80	
Среднее квадратичное значение виброскорости подшипников турбины на установившихся режимах работы при номинальной частоте вращения в вертикальном / поперечном направлениях, мм/с	не более 2,8/4,5	

Таблица 14 – Технические характеристики РОУ, БРОУ острого пара

РОУ, БРОУ/параметры	РОУ, БРОУ ТЭЦ			
	РОУ 100/13	РОУ 100/13	РОУ 100/1.2	БРОУ 100/18
	№ 1,8,10,11	№ 2,4	№ 7,9	№ 1,2
G, т/ч	100	150	100	100
P, ата	13	13	2,5	18
t, оС	240	240	150	260
Q(1), Гкал/ч	70,5	104,2	66,1	70,2
Q(сумм), Гкал	282,0	208,5	132,1	70,2

4.2. Варианты развития котельных

В части котельной п. Орловка Вариант реконструкции котельной с переводом на твердое топливо не может рассматриваться как основной в связи с отсутствием источников финансирования.

5. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В ходе актуализации выполнена корректировка предлагаемых Сценариев развития систем теплоснабжения, в том числе сокращены предложения в части реконструкции центральной отопительной котельной п. Самусь на основе актуальных данных о техническом состоянии источника.

УТВЕРЖДЕНА
постановлением
Администрации ЗАТО Северск
от 26.06.2025 № 1539-па

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗАКРЫТОГО АДМИНИСТРАТИВНО-ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СЕВЕРСК ДО 2045 ГОДА

Актуализация на 2026 год

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
ГЛАВА 6. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

Разработчик: Общество с ограниченной ответственностью «НЭТ – Консалтинг»

Томск 2025

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения 312
2. Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях 312
3. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения 313
4. Сведения о наличии баков-аккумуляторов 313
5. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии 313
6. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы 313
7. Результаты анализа качества воды 316
8. Существующий и перспективный расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне деятельности единых теплоснабжающих организации 316
9. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за базовый период разработки схемы теплоснабжения 318

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Перспективные балансы производительности водоподготовки, затрат и потерь теплоносителя выполнены на период до 2045 г. с использованием методических указаний и инструкций с учетом перспективных планов развития.

В рамках разработки схемы теплоснабжения г. Северска до 2045 г. рассчитаны существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 154 «Требований к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (редакция от 10.01.2023 г.), п. 6.16 СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» и выданным техническим условиям на присоединение к тепловым сетям и перспектив нового строительства до 2045 г.

Согласно требованиям данного пункта, необходимо установить:

- расчетную величину нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии;
- максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения;
- сведения о наличии баков-аккумуляторов;
- нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии;
- существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.

2. РАСЧЕТНАЯ ВЕЛИЧИНА НОРМАТИВНЫХ ПОТЕРЬ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ

Установка для подпитки системы теплоснабжения на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воду соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов.

Энергетическая характеристика тепловой сети по показателю «потери сетевой воды» (ПСВ) устанавливает зависимость в абсолютных или относительных величинах технически обоснованных потерь теплоносителя на транспорт и распределение тепловой энергии от характеристик и режима работы системы теплоснабжения.

ПСВ разделяются на технологические и с утечкой. К технологическим ПСВ относятся:

ПСВ на пусковое заполнение тепловых сетей и систем теплопотребления в эксплуатацию после планового ремонта и с подключением новых сетей и систем после монтажа;

технологические сливы в средствах автоматического регулирования и защиты;

ПСВ при проведении плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ на тепловых сетях и системах теплопотребления.

К ПСВ с утечкой относятся:

ПСВ при нарушениях нормальных режимов работы систем теплоснабжения, связанных с повреждениями тепловой сети или систем теплопотребления и с проведением аварийно-восстановительных работ по их устранению;

ПСВ с ее сливом или отбором из тепловой сети или систем теплопотребления на удовлетворение потребностей в тепловой энергии или воде, не предусмотренных техническими решениями и договорными отношениями.

ПСВ на пусковое заполнение включают в себя ПСВ на выполнение подготовительных работ (проведение опрессовки, опорожнение тепловых сетей и систем теплопотребления и др.), проведение собственно ремонта и на выполнение работ по вводу сетей и систем теплопотребления после ремонта (заполнение, проведение регулировочных работ и т.п.).

Расчётные годовые ПСВ при проведении плановых эксплуатационных испытаний, промывок, регулировок и. т. п. также принимаются в долях от суммарного объема трубопроводов тепловых сетей и систем теплопотребления.

Расчетный часовой расход на заполнение системы теплоснабжения учитывается в балансах ВПУ только для закрытых систем теплоснабжения с децентрализованным горячим водоснабжением от ИТП и принимается в зависимости от наибольшего диаметра секционированного участка тепловой сети согласно таблицы 3 п.6.16 СП 124.13330,2012 «Тепловые сети». При этом скорость заполнения должна увязываться с производительностью ВПУ и может быть ниже указанных расходов.

Среднегодовой расчетный (нормативный) расход с утечкой теплоносителя принимается в размере 0,25% от общего объема воды в тепловой сети и в системах теплопотребления.

Объем воды в тепловой сети определяется по базам данных участков тепловых сетей, а также по данным электронной модели.

Сведения о внутреннем объеме систем теплопотребления потребителей как правило отсутствуют, поэтому этот объем определяется ориентировочно, исходя из присоединенной договорной нагрузки на отопление, вентиляцию и ГВС. В системах теплопотребления для оценочных расчетов при отсутствии точных данных о типе нагревательных приборов допускается принимать удельный объем воды в отопительно-вентиляционных системах жилых районов равным 30 м³·ч/Гкал, а удельный объем сетевой воды в системах ГВС в размере 6 м³·ч/Гкал нагрузки ГВС [М.М. Апарцев Наладка водяных систем централизованного теплоснабжения. Справочно-методическое пособие. – М. Энергоатомиздат, 1983].

Расчетные величины нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии приведены в таблицах 5.1–5.4.

3. МАКСИМАЛЬНЫЙ И СРЕДНЕЧАСОВОЙ РАСХОД ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ (РАСХОД СЕТЕВОЙ ВОДЫ) НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ КАЖДОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, РАССЧИТЫВАЕМЫЙ С УЧЕТОМ ПРОГНОЗНЫХ СРОКОВ ПЕРЕВОДА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ПОДКЛЮЧЕННЫХ К ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), НА ЗАКРЫТУЮ СИСТЕМУ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Часовой расход воды на горячее водоснабжение (в открытых системах расход теплоносителя) принимается по данным абонентских баз договорных нагрузок потребителей, а также по значениям присоединенных расчетных тепловых нагрузок на ГВС на коллекторах источников тепловой энергии.

В открытых и в закрытых (с отдельными сетями ГВС) системах централизованного горячего водоснабжения при установке на источниках баков-аккумуляторов горячей воды для расчета производительности ВПУ используется значение среднечасового расхода горячего водоснабжения, определяемого по перспективной среднечасовой нагрузке в зоне действия каждого источника тепловой энергии.

В Схеме теплоснабжения не запланирован перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения (см. Главу 9 Обосновывающих материалов).

Значения среднечасового и максимального часового расхода приведены таблицах 5.1–5.4.

4. СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ

Сведения о наличии баков-аккумуляторов на источниках тепловой энергии ЗАТО Северск приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1 – Сведения о наличии баков-аккумуляторов

№ п/п	Источник тепловой энергии	Кол-во баков, шт.	Емкость баков, м³
1	ТЭЦ г. Северск	2	6000,0
2	ЦОК п. Самусь	1	50,0
3	Котельная ул. Камышка п. Самусь	1	1,0
4	Котельная п. Орловка	—	—

5. НОРМАТИВНЫЙ И ФАКТИЧЕСКИЙ (ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО И АВАРИЙНОГО РЕЖИМОВ) ЧАСОВОЙ РАСХОД ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В соответствии с п.п.35 и 36 Методических указаний и форм таблиц П.35.4 и П.35.5 нормативный часовой расход подпиточной воды определен как «Нормативные утечки теплоносителя», а фактический часовой расход подпиточной воды определен как «Всего подпитка тепловой сети».

Нормативный часовой расход подпиточной (химически необработанной и не деаэрированной) воды для аварийного режима определен согласно п.6.22 СП 124.13330,2012 «Тепловые сети» в размере 2% от объема воды в тепловой сети и в системах теплопотребления. Значения указанных расходов приведены таблицах 5.1–5.4.

Фактический часовой расход подпиточной воды для аварийного режима формами таблиц П.35.4 и П.35.5 не определен, информацией о статистике подпитки при аварийных режимах разработчик не располагает.

6. СУЩЕСТВУЮЩИЙ И ПЕРСПЕКТИВНЫЙ БАЛАНС ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И ПОТЕРЬ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ С УЧЕТОМ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ

Балансы производительности водоподготовительных установок и затрат теплоносителя в системе теплоснабжения разрабатываются с целью выявления резервов и дефицитов для планирования мероприятий по реконструкции или модернизации водоподготовительных установок.

Производительность водоподготовительных установок должна компенсировать в эксплуатационном режиме затраты теплоносителя на собственные нужды источника тепловой энергии, потери и затраты сетевой воды в тепловых сетях и в системах теплопотребления, а также отпуск теплоносителя на нужды ГВС при открытой схеме или горячей воды при закрытой схеме с отдельной сетью ГВС.

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и затрат теплоносителя для эксплуатационного и аварийного режимов с учетом развития для централизованной системы теплоснабжения приведен таблицах 6.1-6.4.

Таблица 6.1 – Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и затрат теплоносителя для эксплуатационного и аварийного режимов с учетом развития для зоны действия ТЭЦ г. Северск

Параметр	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
Располагаемая производительность ВПУ, в т.ч.	т/ч	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
Срок службы ВПУ	лет	38	39	40	41	42	43	44	49	50	51
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Емкость баков-аккумуляторов	$м^3$	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 000,0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	111,051	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	111,051	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807	106,807
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	4,244	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,000	709,805	709,805	709,805	709,805	709,805	709,805	709,805	709,805	709,805
Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	т/ч	1688,95	1693,19	1693,19	1693,19	1693,19	1693,19	1693,19	1693,19	1693,19	1693,19
Доля резерва	%	93,83%	94,07%	94,07%	94,07%	94,07%	94,07%	94,07%	94,07%	94,07%	94,07%

Таблица 6.2 – Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и затрат теплоносителя для эксплуатационного и аварийного режимов с учетом развития для зоны действия ЦОК п. Самусь

Параметр	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000
Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.$м^3$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874	1,874
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,000	9,477	9,477	9,477	9,477	9,477	9,477	9,477	9,477	9,477
Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	т/ч	23,126	23,126	23,126	23,126	23,126	23,126	23,126	23,126	23,126	23,126
Доля резерва	%	92,50%	92,50%	92,50%	92,50%	92,50%	92,50%	92,50%	92,50%	92,50%	92,50%

Таблица 6.3 – Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и затрат теплоносителя для эксплуатационного и аварийного режимов с учетом развития для зоны действия котельной ул. Камышка п. Самусь

Параметр	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.$м^3$	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059	0,059
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,000	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263
Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	т/ч	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941	2,941
Доля резерва	%	98,03%	98,03%	98,03%	98,03%	98,03%	98,03%	98,03%	98,03%	98,03%	98,03%

Таблица 6.4 – Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и затрат теплоносителя для эксплуатационного и аварийного режимов с учетом развития для зоны действия котельной п. Орловка

Параметр	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800
Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общая емкость баков-аккумуляторов	тыс.м^3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	0,000	1,484	1,484	1,484	1,484	1,484	1,484	1,484	1,484	1,484
Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	т/ч	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709
Доля резерва	%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%	88,63%

7. РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА КАЧЕСТВА ВОДЫ

Результаты анализа качества воды не представлены.

8. СУЩЕСТВУЮЩИЙ И ПЕРСПЕКТИВНЫЙ РАСХОД ВОДЫ НА КОМПЕНСАЦИЮ ПОТЕРЬ И ЗАТРАТ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ЗОНЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИИ

Существующие и перспективные расходы воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации представлен в таблицах 8.1, 8.2.

Таблица 8.1 – Существующие и перспективные расходы воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя в зоне действия ТЭЦ, тыс. м³

Наименование показателя	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
ИТОГО подпитка, в том числе:	919,50	884,36	884,36	884,36	884,36	884,36	884,36	884,36	884,36	884,36	919,50
В том числе нормативные утечки теплоносителя в сетях (ТС)	884,36	884,36	884,36	884,36	884,36	884,36	884,36	884,36	884,36	884,36	884,36
Сверхнормативный расход воды	35,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	35,14
Расход воды на ГВС (открытая схема)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 8.2– Существующие и перспективные расходы воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя в зонах действия котельных, тыс. м³

Источник теплоснабжения	Параметр	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045
ЦОК п. Самусь	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	10,5248	10,5248	10,5248	10,5248	10,5248	10,5248	10,5248	10,5248	10,5248	10,5248
	- нормативные утечки теплоносителя в сетях	10,5248	10,5248	10,5248	10,5248	10,5248	10,5248	10,5248	10,5248	10,5248	10,5248
	- сверхнормативный расход воды	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Расход воды на ГВС	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Котельная ул. Камышка	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	0,3322	0,3322	0,3322	0,3322	0,3322	0,3322	0,3322	0,3322	0,3322	0,3322
	- нормативные утечки теплоносителя в сетях	0,3322	0,3322	0,3322	0,3322	0,3322	0,3322	0,3322	0,3322	0,3322	0,3322
	- сверхнормативный расход воды	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Расход воды на ГВС	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Котельная п. Орловка	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108
	- нормативные утечки теплоносителя в сетях	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108	0,5108
	- сверхнормативный расход воды	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	Расход воды на ГВС	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

9. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ДЛЯ ВСЕХ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ЗА БАЗОВЫЙ ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Изменения в перспективных балансах теплоносителя в системах теплоснабжения ЗАТО Северск, внесенные при актуализации Схемы, связаны с учетом фактических показателей по утечкам и прогнозным показателям.

Сравнение фактических значений утечек с нормативными на 2024 год показано в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Нормативные и фактические потери теплоносителя в 2024 году

Система теплоснабжения	Нормативные утечки в 2024году, тыс. м³	Фактические утечки в 2024 году, тыс. м³
ТЭЦ	884,36	919,50
ЦОК п. Самусь	10,53	10,53
Котельная "Камышка"	0,33	0,33
Котельная с. Орловка	0,51	0,51
Всего по системам теплоснабжения в зонах деятельности ЕТО ООО "Тверская генерация"	**895,73**	**930,87**

СОДЕРЖАНИЕ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ МЭРА ЗАТО СЕВЕРСК

Постановление от 07.07.2025 № 18-пм Об утверждении норматива средней рыночной стоимости одного квадратного метра общей площади жилья для обеспечения жилыми помещениями детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, а также лиц из их числа **3**

ПОСТАНОВЛЕНИЯ АДМИНИСТРАЦИИ ЗАТО СЕВЕРСК

Постановление от 26.06.2025 № 1539-па Об утверждении Схемы теплоснабжения закрытого административно-территориального образования Северск до 2045 года (актуализация на 2026 год) **3**
Утверждаемая часть **4**
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения **135**
Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения **244**
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения **266**
Глава 5. Мастер-план развития системы теплоснабжения ЗАТО Северск **301**
Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах **311**

Распространяется бесплатно.
Отпечатано в ООО «Интегральный переплет»: 634009, г. Томск, ул. Нижне-Луговая, 12, стр. 7.
Время подписания в печать: по графику - 15.00, фактическое - 15.00.
Заказ № 12. Тираж 30 экз.

Учредитель - Администрация ЗАТО Северск.
Адрес редакции и издателя: 636000, г. Северск, Томская область, пр. Коммунистический, 38, ООО «Городской еженедельник «Диалог».
Главный редактор - Ирина Николаевна Яковлева.
Телефон – 8(3823)54-84-04.
E-mail: dialog7@seversk.tomsknet.ru

Распространяется бесплатно.
Отпечатано в ООО «Интегральный переплет»: 634009, г. Томск, ул. Нижне-Луговая, 12, стр. 7.
Время подписания в печать: по графику - 15.00, фактическое - 15.00.
Заказ № 12. Тираж 30 экз.

Учредитель - Администрация ЗАТО Северск.
Адрес редакции и издателя: 636000, г. Северск, Томская область, пр. Коммунистический, 38, ООО «Городской еженедельник «Диалог».
Главный редактор - Ирина Николаевна Яковлева.
Телефон – 8(3823)54-84-04.
E-mail: dialog7@seversk.tomsknet.ru