

УТВЕРЖДЕНА
постановлением
Администрации ЗАТО Северск
от _____ № _____



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ЗАКРЫТОГО АДМИНИСТРАТИВНО-ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
СЕВЕРСК ДО 2045 ГОДА
Актуализация на 2025 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 2024

Содержание

1	Функциональная структура теплоснабжения.....	7
1.1	Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций	7
1.2	Зоны действия индивидуального теплоснабжения	8
1.2.1	Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.....	9
1.2.2	Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей.....	11
2	Часть 2. Источники тепловой энергии.....	12
2.1	ТЭЦ ЗАТО Северск.....	13
2.1.1	Структура и технические характеристики основного оборудования.....	13
2.1.2	Параметры установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	16
2.1.3	Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой мощности	16
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.....	17
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	17
2.1.6	Схема выдачи тепловой мощности ТЭЦ.....	19
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	24
2.1.8	Среднегодовая загрузка оборудования.....	29
2.1.9	Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	29
2.1.10	Характеристики водоподготовительных установок и подпиточных устройств .	32
2.1.11	Описание топливного режима.....	34
2.1.12	Характеристики состояния золоотвалов	36
2.1.13	Эксплуатационные показатели функционирования источников комбинированной выработки	37
2.2	Котельные ЗАТО Северск.....	38
2.2.1	Структура и технические характеристики основного оборудования.....	38
2.2.2	Параметры установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	41
2.2.3	Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой мощности	41
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.....	42
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	44
2.2.6	Схема выдачи тепловой мощности котельных.....	45
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	46
2.2.8	Среднегодовая загрузка оборудования.....	46
2.2.9	Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети	46

2.2.10	Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	47
2.2.11	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	47
2.2.12	Характеристики водоподготовительных установок и подпиточных устройств .	47
2.2.13	Описание топливного режима котельных.....	49
2.2.14	Изменения в характеристиках источников тепловой энергии	49
3	Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	50
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	50
3.2	Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме или на бумажном носителе	58
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	61
3.3.1	Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	62
3.3.2	Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.....	62
3.4	Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	65
3.5	Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	69
3.6	Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики	70
3.7	Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....	78
3.8	Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	78
3.9	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	78
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	80
3.11	Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	81
3.12	Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года	83
3.13	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	84
3.14	Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	84
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.....	87
	3.16 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи	88
	3.17 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	88
	3.18 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	89
	3.19 Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	91
	3.20 Данные энергетических характеристик тепловых сетей.....	93
4	Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	94
5	Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии	98
	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	98
	5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии	99
	5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	99
	5.4 Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	100
	5.4.1 Тепловые нагрузки промышленных предприятий (потребление тепловой энергии промышленными предприятиями)	102
	5.4.2 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	103
	5.5 Сравнения величины договорной и фактической нагрузки на основании данных фактического отпуска тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ.....	110
6	Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	112
	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.....	112
	6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.....	116
	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.....	116
	6.4 Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	127
7	Часть 7. Балансы теплоносителя	128
	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.....	128
7.1.1 Зоны действия источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии	129
7.1.2 Зоны действия котельных г. Северска.....	130
7.2 Описание годовых расходов теплоносителя на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии	132
7.3 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	133
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	133
8 Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	134
8.1 Описание видов и количества, используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.....	134
8.1.1 Источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	134
8.1.2 Котельные.....	134
8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	135
8.3 Анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха	138
8.4 Особенности характеристик топлив в зависимости от мест поставки	138
8.5 Описание приоритетного направления развития топливного баланса ЗАТО Северск...	140
9 Часть 9. Надежность теплоснабжения	141
9.1 Определение надежности теплоснабжения.....	141
9.2 Методика расчета показателей надежности теплоснабжения.....	142
9.3 Порядок расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей.....	148
9.4 Расчет показателей надежности тепловых сетей в зоне действия энергоисточников ЗАТО Северск на отопительный период 2023/2024 года	150
9.5 Расчет вероятности безотказной работы существующего положения системы теплоснабжения ЗАТО Северск.....	152
9.6 Сводные результаты расчетов вероятностных показателей надежности для всех потребителей ТЭЦ АО «РИР».....	162
9.7 Расчет вероятности безотказной работы перспективного состояния схемы теплоснабжения ЗАТО Северск до 2035 г.	164
9.8 Расчет показателей надежности тепловых сетей в зоне действия котельных	169
9.9 Выводы и предложения по тепловым сетям	179
10 Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	182
10.1 Техничко-экономические показатели работы ТЭС г. Северска.....	182

10.1.1	Выработка и отпуск электроэнергии на ТЭС г. Северска	182
10.1.2	Отпуск тепловой энергии источника АО «РИР»	183
10.1.3	Удельные расходы топлива по ТЭС г. Северска	183
10.1.4	Затраты тепла на собственные нужды источника АО «РИР»	184
10.2	Технико-экономические показатели работы котельных города	185
10.2.1	Отпуск тепловой энергии котельными в 2023 г.	185
10.2.2	Удельные расходы условного топлива на отпуск тепловой энергии	186
10.2.3	Собственные нужды котельных	186
10.2.4	Структура себестоимости производства, передачи и распределения тепловой энергии	187
11	Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	189
11.1	Описание динамики утвержденных цен (тарифов) по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет	189
11.2.	Описание платы за подключение к системе теплоснабжения	199
Необходимая валовая выручка.....		199
11.3.	Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	202
11.4.	Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	203
12.	Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения.....	204
12.1.	Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	204
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)	205
12.3.	Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	206
12.4.	Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	207
12.5.	Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	207

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. Северска, 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-ей северной тепломагистрали, осуществляется АО «РИР».

Зона эксплуатационной ответственности АО «СХК» в системе теплоснабжения от БУ-2 распространяется на всю систему теплоснабжения за исключением территорий, находящихся в эксплуатационной ответственности АО «РИР». Зона эксплуатационной ответственности АО «РИР» распространяется на зону прохождения 3-ей северной тепломагистрали.

Функциональная структура теплоснабжения г. Северска представлена на рисунке 1.1.

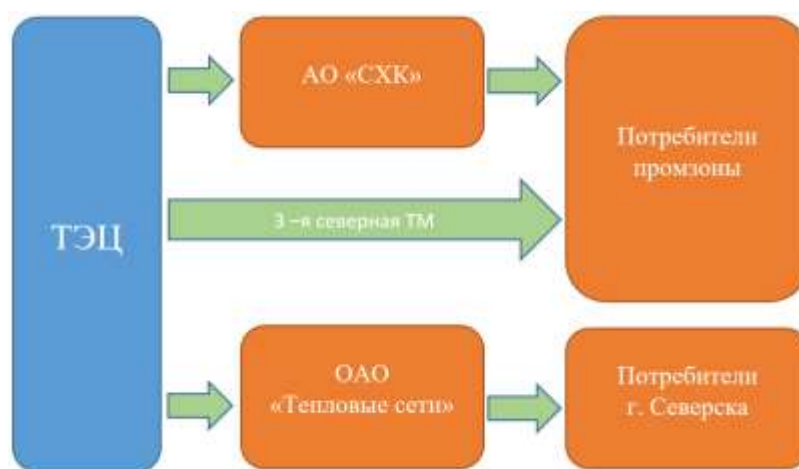


Рисунок 1.1 – Функциональная структура теплоснабжения г. Северска

В п. Самусь производство и транспортировка тепловой энергии осуществляются Обществом с ограниченной ответственностью «Тепло Плюс» (далее – ООО «Тепло П»), эксплуатирующим центральную отопительную котельную (ЦОК) п. Самусь и котельную по ул. Камышка п. Самусь.

Функциональная структура теплоснабжения п. Самусь представлена на рисунке 1.2.

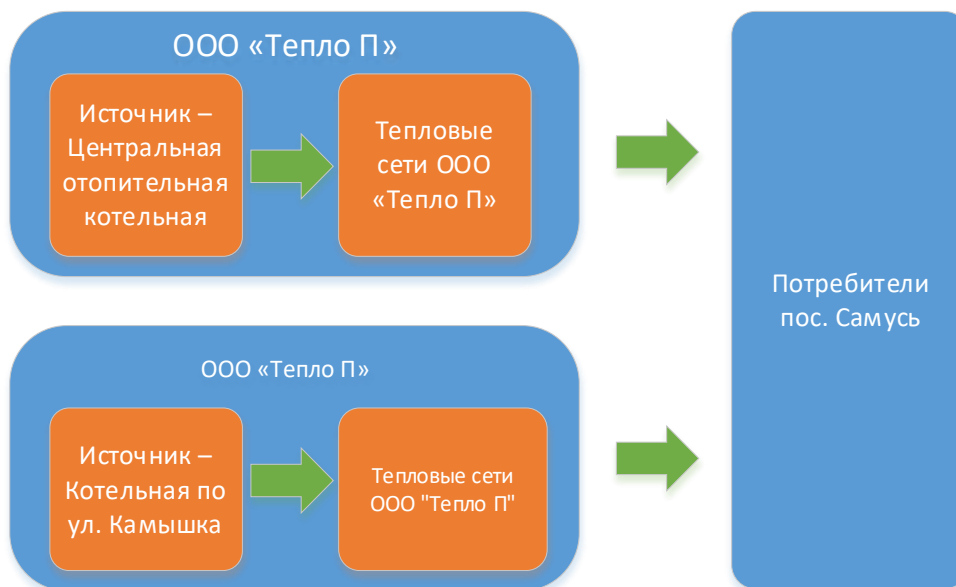


Рисунок 1.2 – Функциональная структура теплоснабжения п. Самусь

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 2016 году единственный источник тепловой энергии и горячей воды на территории г. Северска принадлежал АО «Сибирский химический комбинат» (далее – АО «СХК»). АО «СХК» осуществлял продажу тепловой энергии и теплоносителя сетевой организации ОАО «Тепловые сети» (далее – ОАО «ТС») и потребителям промышленной площадки в виде горячей воды и пара от своих сетей. Также АО «СХК» эксплуатировал тепловые сети промышленной зоны. ОАО «ТС» имело статус ЕТО в городской зоне г. Северска и продавало тепловую энергию и теплоноситель конечным потребителям.

В 2017 году после получения статуса ЕТО АО «СХК» осуществлял продажу тепловой энергии и теплоносителя конечным потребителям г. Северска (за исключением собственного потребления) и тепловой энергии на компенсацию потерь. Теплоснабжение в промышленной зоне остается без изменений.

В 2018 году статус ЕТО получает АО «Объединённая теплоэнергетическая компания» (далее – АО «ОТЭК»). Решение об утрате статуса ЕТО зафиксировано постановлением Администрации ЗАТО Северск от 25.07.2017 № 1324 «О внесении изменения в постановление Администрации ЗАТО Северск от 21.10.2016 № 2363». АО «ОТЭК» как ресурсоснабжающая организация продает тепловую энергию и теплоноситель конечным потребителям г. Северска (за исключением собственного потребления) и тепловую энергию на компенсацию потерь. В промышленной зоне АО «СХК» покупает оптом у АО «ОТЭК» тепловую энергию в горячей воде и паре и перепродает ее потребителям подключенным к сетям АО «СХК».

В 2019 году АО «СХК» получает статус сетевой организации в части тепловых сетей и паропроводов в промышленной зоне ЗАТО Северск.

С 2018 года и по настоящее время в системе централизованного теплоснабжения г. Северска статус единой теплоснабжающей организации присвоен АО «ОТЭК». 18.06.2020 АО «ОТЭК» переименовано в АО «Русатом Инфраструктурные решения» (далее – АО «РИР»).

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: Решение о статусе ЕТО.

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 юридическими лицами, занимающими на праве собственности или ином законном праве административные здания, имеющие непосредственное присоединение к сетям Энергоснабжаю-

щей 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.

2 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) ООО «Тепло П» (п. Самусь);
- Котельная по ул. Камышка ООО «Тепло П» (п. Самусь).
- Котельная ООО «Уют Орловка» (п. Орловка).

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

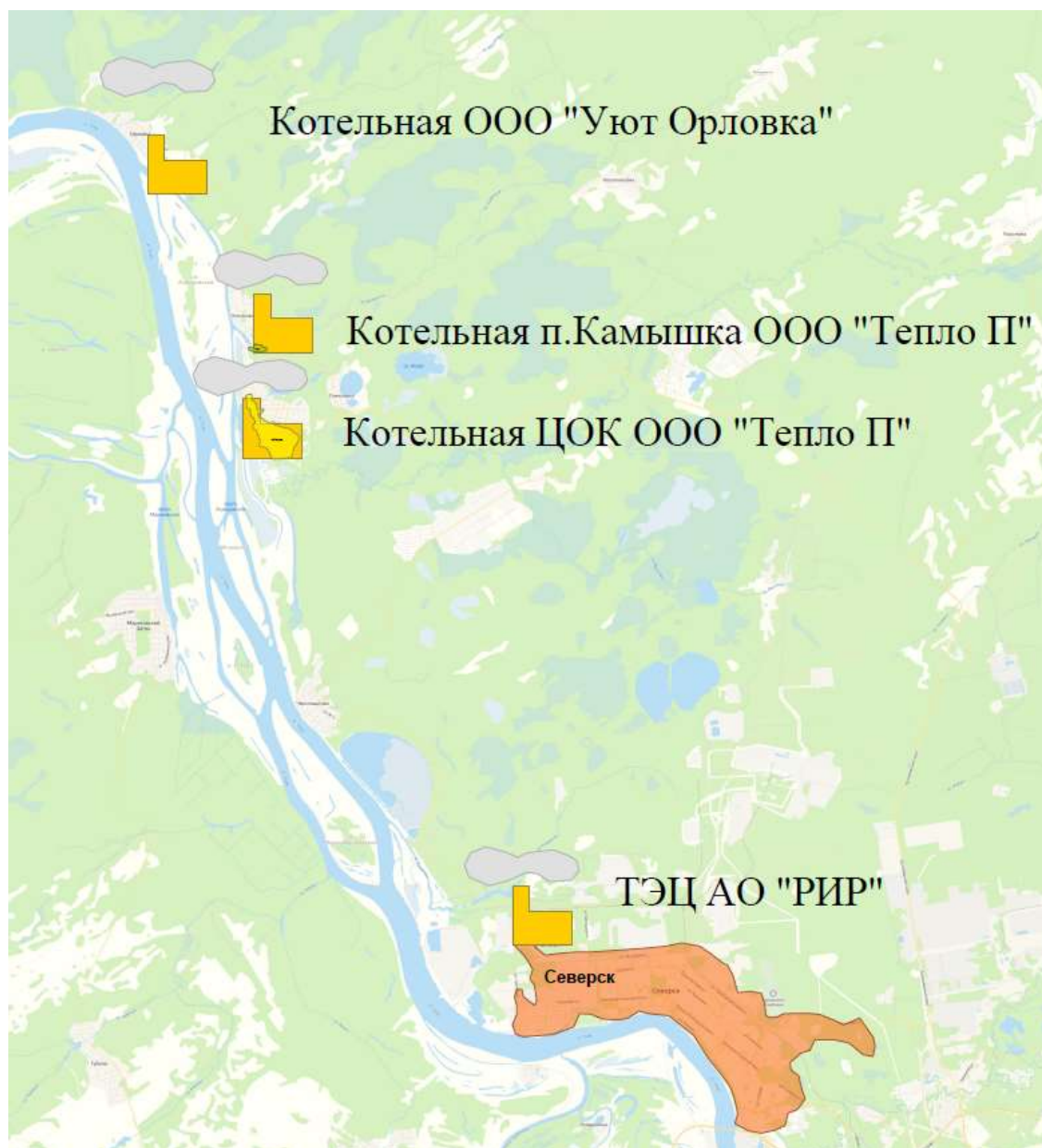


Рисунок 2.1 – Расположение источников теплоснабжения на территории ЗАТО Северск

Общая установленная тепловая мощность источников ЗАТО Северск, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки, на 2023 год составила 1610,8 Гкал/ч.

Описание источников тепловой энергии основано на данных, полученных от теплоснабжающих организаций:

- АО «РИР»;
- ООО «Тепло П» (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 (ООО «Тепло П») 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 котельный завод» г. Бийск. Установленная мощность котельной составляет 25,28 Гкал/ч.

Котельная по ул. Камышка п. Самусь (ООО «Тепло П») 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 компоновки, 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. 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 01.01.2023 приведены в таблицах 2.1-2.2.

Технические характеристики редуционно-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/см ²	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 перегретого пара		Вид сжигаемого топлива	
				давление, кгс/см ²	температура, °C	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
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-210-9,8-540 КГТ	21	2009	210	100	540	уголь	газ
ИТОГО	12 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

Тип	Производительность, т/ч	Год ввода в эксплуатацию
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 01.01.2024 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
2019	449,0	407,584	1713,8	1021,0
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

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 невостробованностью паровой нагрузки с параметрами 1,6 МПа из противодавления турбоагрегатов №№ 9, 15 типа Р-12-90/18М.

На 01.01.2024 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 собственные 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
	турбо агрегатов	Прочее (РОУ)	всего		
2019	1021	692,8	1713,8	99,0	1614,8
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

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

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 котла/турбоагрегата, Гкал/ч
	турбо агрегатов	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

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 2023-ого года

Ст. №	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, тыс. час.	Год проведения последнего тех. диагностирования	Наработка на 01.01.24, час.
1	ТП-230-2	1953	350 000,00		340727
2	ТП-230-2	1953	369 449,00	2021	346318
5	БКЗ-230-9,8-510 КГТ	2009	100 000,00	–	90880
6	ТП-230-2	1955	360 000,00	2016	329546
7	ТП-230-2	1956	320 000,00	2019	309602
9	ТП-230-3	1957	325 000,00		312806
10	ТП-230	1959	350 000,00	2020	322635
11	ТП-230	1959	325 000,00	2022	332140
12	ТП-10	1959	300 000,00	2013	259345
13	ТП-10	1959	300 000,00		260953
14	ТП-10	1960	300 000,00	2013	261691
15	ТП-10	1960	300 000,00	2013	295245
16	БКЗ-230-9,8-540 КГТ	2009	100 000,00	–	69445
17	ТП-10	1961	300 000,00		248531
18	ТП-12	1961	300 000,00	2013	251486
20	БКЗ-210-140-9	2000	100 000,00		52961
21	БКЗ-210-9,8-540 КГТ	2009	100 000,00	–	48055

Таблица 2.8 – Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин ТЭЦ на конец 2023-ого года

Ст. №	Тип турбины	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, час.	Год проведения последнего тех. диагностирования	Наработка на 01.01.24, час.	Нормативное количество пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, час.
1	ВТ-25-4	1953	270 000,00	2020	444 828	900	391	461844
2	ВПТ-25-3	1953	270 000,00	2021	478 001	900	329	497395
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	420357
7	ВПТ-25-3	1956	270 000,00	2020	466 554	900	309	475912
9	Р-12-90/16М	1982	270 000,00	-	165 685	900	140	270000
10	Т-115-8,8	2008	270 000,00	-	75 268	900	102	200000
11	ВКТ-100М	1959	270 000,00	2021	338 388	900	375	362428
12	ВКТ-100М	1959			267 487		278	320000
13	Тп-100/110-90	2022	220 000,00	-	11 013	900	15	170000
14	ВКТ-100М				262 424		264	
15	Р-12-90/18М	1988	270 000,00	-	164 343	900	126	270000

2.1.6 Схема выдачи тепловой мощности ТЭЦ

Тепловая мощность электростанции выдается с паром и горячей водой. Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре в 2023 г. составляет 75,17 Гкал/час.

Подключение внешних потребителей пара производится по двум паропроводам давлением (7-13) кгс/см² 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 температурному графику 150/70 °С 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 °С, потребителям верхней зоны по температурному графику 130/70 °С. Система теплоснабжения промышленной бойлерной – закрытая.

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

[illegible]

20

Схема подпитки теплосети и обвязки аккумуляторных баков

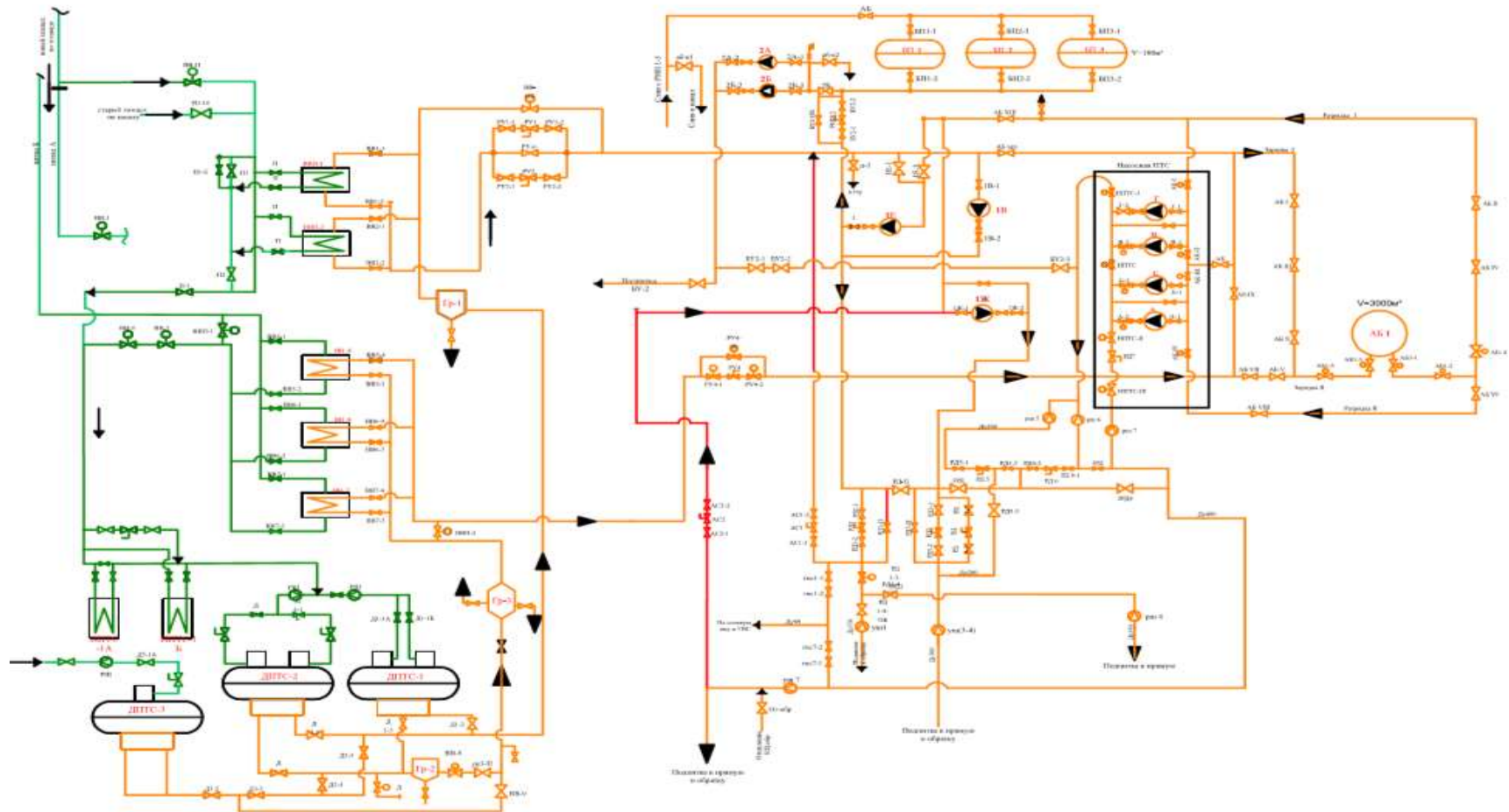


Рисунок 2.3 – Схема подпитки теплосети и обвязки аккумуляторных баков

Таблица 2.9 – Состав и состояние оборудования теплофикационных установок ТЭЦ в 2023-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

№ п/п	Станционный номер	Тип	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию
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 2023-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

Тип	Мощность, Гкал/ч (МВт)	Расход сетевой воды, т/ч (кг/с)
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 2023-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 2023-2024 гг.», утвержденной в установленном порядке.

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

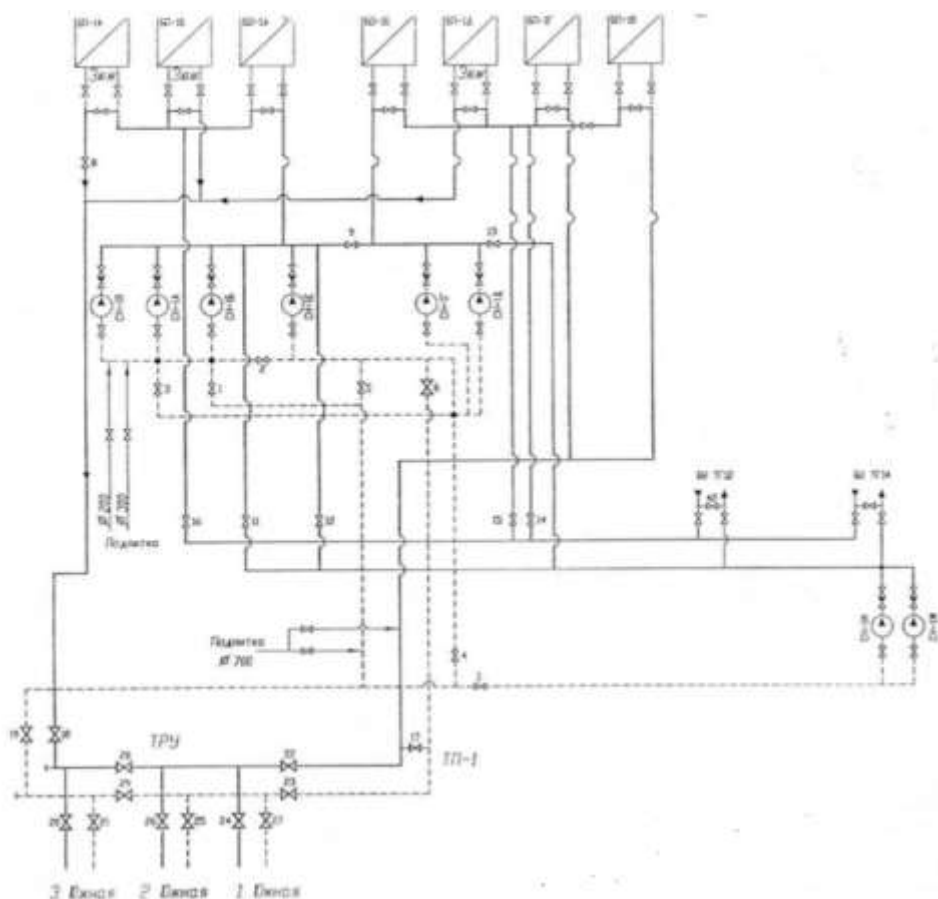


Рисунок 2.4 – Принципиальная схема БУ-1 ТЭЦ

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 может 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 тепломagистралей 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.

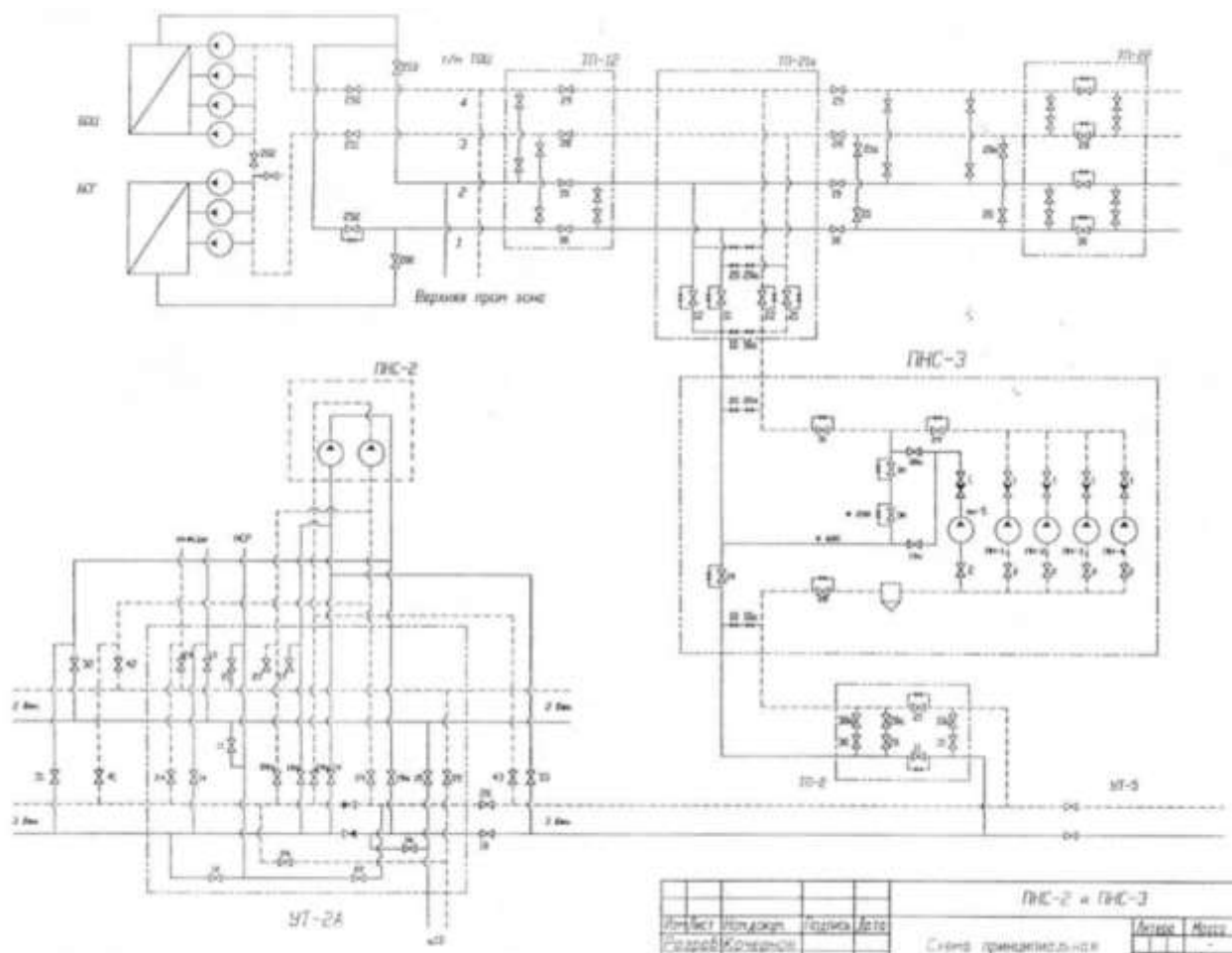


Рисунок 2.5 – Принципиальная схема ПНС-2 и ПНС-3

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.

Вводятся 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 ÷ 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 том числе среднечасовой расход подпиточной воды	т/ч	200 ÷ 800	200 ÷ 800	200 ÷ 800	200 ÷ 800	130 ÷ 800
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 наружного 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 теплоснабжения абонентов спроектированы под температурный график 150/70 °С. В настоящее время ТЭЦ, в силу технических ограничений, не в состоянии поддерживать температуру в подающих магистрях 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 магистрях 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 магистрях 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 ($P1/P2 = 8,0/4,0$ кгс/см²) – 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 тепловыми нагрузками у потребителей.

Режим № 2 ($P1/P2 = 8,5-9,0/3,5-4,0$ кгс/см²) – режим отопительного сезона вводится при устойчивых отрицательных среднесуточных температурах наружного воздуха ($T_{нв} > \text{минус } 5^{\circ}\text{C} \div \text{минус } 20^{\circ}\text{C}$).

Режим № 3 ($P1/P2 = 9,5-10,0/2,0-3,0$ кгс/см²) – режим отопительного сезона вводится при устойчивых среднесуточных отрицательных температурах наружного воздуха ($T_{нв} = \text{минус } 20^{\circ}\text{C} \div \text{минус } 30^{\circ}\text{C}$).

Режим № 4 ($P1/P2 = 11,0/2,5$ кгс/см²) – режим отопительного сезона вводится при устойчиво-низких среднесуточных отрицательных температурах наружного воздуха ($T_{нв} < \text{минус } 30^{\circ}\text{C}$). 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 2023 г.

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

Годы (ретроспективный период)	КИУМ тепловой мощности, %	КИУМ электрической мощности, %
2019	17,1	28,5
2020	15,8	24,8
2021	16,6	24,3
2022	16,7	31,5
2023	----	66,7

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
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

Наименование прибора	Место установки	Дата проверки	Межповерочный интервал	Дата следующей проверки	Дата ввода в эксплуатацию
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 ТСП 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 проверки	Межповерочный интервал	Дата следующей проверки	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						

Наименование прибора	Завод- ской но- мер	Место уста- новки	Дата по- верки	Межповероч- ный интер- вал	Дата сле- дующей поверки	Дата ввода в эксплуа- тацию
Приборы учета тепловой энергии БУ №1						
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 TSM 0193	137	БУ1 сырая вода	31.07.2019	4	30.07.2023	17.09.2019
Датчик температуры TSM 0193	008W1	БУ1 1 прямая	10.11.2021	4	09.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры TSM 0193	0068W1	БУ1 2 прямая	10.11.2021	4	09.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры TSM 0193	004W1	БУ1 3 прямая	10.11.2021	4	09.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры TSM 0193	009W1	БУ1 1 обратная	10.11.2021	4	09.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры TSM 0193	007W1	БУ1 2 обратная	10.11.2021	4	09.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры TSM 0193	006W1	БУ1 3 обратная	10.11.2021	4	09.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры TSM 0193	031W1	БУ1 подпитка кл 1	11.11.2021	4	10.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры TSM 0193	036W1	БУ1 подпитка кл 3,4	11.11.2021	4	10.11.2025	01.08.2021
Датчик температуры TSM 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 магниезиальным 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 очистки. В осветлителях осуществляется процесс коагуляции, известкования и магниезиального обескремнивания. Соответственно, предусмотрен склад хранения реагентов и узел приготовления известкового молока. В качестве коагулянта используется сернокислое железо. Вода на осветлители подается с температурой 40°С. Механические фильтры загружены антрацитом. В качестве ионообменного материала на катионитных фильтрах умягчения используется сульфуголь 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°C. 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 установки 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 (2019–2023) гг. представлены в таблице 2.27.

Резервным (аварийным) топливом является природный газ. Характеристики и расход природного газа, сожженного на ТЭЦ за период (2019–2023) гг. представлены в таблице 2.28.

Растопочное топливо – мазут марки М-100. Характеристики и расход мазута за период (2019–2023) 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, $Q_{пр}$, ккал/кг	Зольность, A_p , %	Влажность, W_p , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2019	ССР	5854	18,66	8,28	822 736,34	792 446,00	119 309,80
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

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

Год	Природный газ			
	Калорийность, средняя за год $Q_{пр}$, 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

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

Год	Мазут				
	Калорийность средняя за год, $Q_{пр}$, ккал/кг	Влажность, средняя за год, W_p , %	Приход, т	Расход, т	Остаток, т
2019	8859	н/д	7322,22	7324,840	2460,924
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

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 м³/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 м³/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 м². Основная часть тяжелой (шлаковой) составляющей пульпы оседает в траншее вблизи сброса, откуда постоянно удаляется механическим путем (экскаватором) и складывается 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	78.2 га

2.1.13 Эксплуатационные показатели функционирования источников комбинированной выработки

В таблице 2.17 приведены эксплуатационные показатели ТЭС в 2019–2023 г.г.

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

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Выработано электроэнергии всего, в т.ч.:	Млн. кВт*ч	1 122,70	971,65	957,31	1 102,04	1 198,06
На агрегатах паротурбинного цикла, всего, в т.ч.:	Млн. кВт*ч	1 122,70	971,65	957,31	1 102,04	1 198,06
в теплофикационном режиме	Млн. кВт*ч	526,32	528,19	487,92	541,99	574,08

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
в конденсационном режиме	Млн. кВт*ч	596,38	443,46	469,40	560,05	623,98
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	Млн. кВт*ч	264,90	248,06	241,10	217,45	214,80
на выработку электроэнергии	Млн. кВт*ч	138,01	126,13	120,24	112,21	114,25
на выработку тепловой энергии	Млн. кВт*ч	126,89	121,93	120,86	105,24	100,55
Всего отпущено с шин ТЭЦ	Млн. кВт*ч	857,80	723,59	716,21	884,58	983,27
Выработано тепловой энергии всего	Тыс. Гкал	2 565,44	2 364,70	2 509,85	2 357,38	2 271,81
Отпущено тепловой энергии всего, в т.ч.:	Тыс. Гкал	2 175,91	1 979,67	2 137,67	2 007,02	1 909,44
из теплофикационных отборов паротурбинных агрегатов	Тыс. Гкал	1 904,39	1 712,27	1 575,57	1 613,81	1 542,44
из РОУ	Тыс. Гкал	245,90	242,97	538,89	369,87	347,07
от нагрева воды в СЭН	Тыс. Гкал	25,61	24,42	23,21	23,34	19,94
от ПВК	Тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	Тыс. Гкал	389,53	385,03	372,18	350,36	362,37
в паре	Тыс. Гкал	179,61	176,59	217,75	170,60	173,52
в горячей воде	Тыс. Гкал	209,92	208,45	154,43	179,76	188,85
Всего отпущено тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ, в т.ч.:	Тыс. Гкал	2 175,91	1 979,67	2 137,67	2 007,02	1 909,44
в паре	Тыс. Гкал	427,50	402,92	404,57	415,23	417,89
в горячей воде	Тыс. Гкал	1 748,40	1 576,75	1 733,10	1 591,79	1 491,55
Затрачено условного топлива	Тыс. тут	836,81	743,91	780,87	766,10	763,04
На выработку электроэнергии на агрегатах паротурбинного топлива, в т.ч.:	Тыс. тут	435,40	377,57	385,95	420,28	424,24
в теплофикационном режиме	Тыс. тут	80,26	78,79	72,61	77,20	178,43
в конденсационном режиме	Тыс. тут	355,14	298,79	313,34	343,08	245,80
На отпуск теплоты, в т.ч.	Тыс. тут	401,41	366,33	394,92	345,82	338,81
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	Г.у.т./(кВт*ч)	507,58	521,80	538,88	475,11	431,46
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг у.т./Гкал	184,48	185,05	184,74	172,31	177,44

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 – ООО «Тепло П»);
- котельная по ул. Камышка п. Самусь (ТСО – ООО "Тепло П");

– 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 2023 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 ко- тельной на от- пуск¹, 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	01.01.2011
		ДКВР-10-13 ГМ	1	2009	5,62		92,34		01.01.2009
		ДЕ-25-14 ГМ-О	1	2000	14,04		92,34		25.05.2023
Основное топливо – уголь									
2	Котельная ООО "Тепло П" п. Самусь, ул. Камышка, 2а, строение №11	НР-18	1	1987	0,77	3,77	60,0	181,61	н/д
		КВр-1,63	1	2020	1,40		80,0		н/д
		КВр-1,86-95Р	1	2023	1,60		82,0		н/д
Основное топливо – дизельное топливо									
3	Котельная ООО "Уют-Орловка" п. Орловка, ул. Чкалова, 32, стр. 2	Riello RTQ 1020	2	2014	0,92	1,84	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 01.01.2024 г. составила 30,89 Гкал/час, в т.ч.:

- Центральная отопительная котельная (ЦОК) п. Самусь (ООО «Тепло П») – 25,28 Гкал/час;
- Котельная по ул. Камышка п. Самусь (ООО «Тепло П») – 3,77 Гкал/час;
- Котельная п. Орловка (ООО «Уют Орловка») – 1,84 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 в зоне деятельности ООО «Тепло П», Гкал/ч (план 2024 года)

№ 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	0,3843	24,8957
2	Котельная по ул. Камышка с. Самусь	3,7700	0,0000	3,7700	0,0358	3,7342
3	Котельная п. Орловка	1,7540	0,0000	1,7540	0,0063	1,7477

Суммарная установленная тепловая мощность нетто источников теплоснабжения, расположенных на внегородских территориях ЗАТО Северск составляет 30,3776 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 2023 г. не выдавались. Величина расхода тепловой энергии на собственные нужды колеблется в пределах от 0,36 % до 1,52 % от установленной тепловой мощности котельной.

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

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

Таблица 2.20 – Выработка, отпуск тепла и расход условного топлива по котельным в зоне деятельности ООО «Тепло Плюс» на год актуализации схемы теплоснабжения (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	46 710,07	711,21	45 998,05	Природный газ	7 212,07
2	Котельная по ул. Камышка п. Самусь	2 503,19	24,96	2 478,24	Уголь ДР	450,07
3	Котельная п. Орловка	3 289,77	12,22	3 277,55	Дизельное топливо (газойль легкое iso-f-d2)	247,88

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 ООО «Тепло П» 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 прекращения теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 факт	2021 факт	2022 факт	2023 факт	2024 план
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 ООО «Тепло П» 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 отпусков тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпусков 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	154,38

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 факт	2021 факт	2022 факт	2023 план	2024 план
Собственные нужды	%	0,37	0,37	0,37	0,36	0,36
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 отпусков тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	100	100	100	100	100
Доля котельных, оборудованных приборами учета отпусков 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	0,92

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 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 теплоснабжения 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 теплоснабжения абонентов. Для восполнения утечек в сеть добавляется химически очищенная вода. В качестве исходной воды на котельной используется вода из систем водоснабжения с исходной жесткостью $4,75 \pm 0,05$ 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 сведения о среднегодовой загрузке оборудования котельных в п. Самусь и п. Орловка за 2023 г.

Таблица 2.25 – Среднегодовая загрузка оборудования

С	Наименование котельной, адрес	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	2023 год	
			Выработка тепловой энергии, Гкал	Число часов использования УТМ, час.
1	ЦОК п. Самусь, ул. Набережная 7	25,280	48 132,33 ¹	1 904
2	Котельная по ул. Камышка 2а, стр. 11, п. Самусь	3,7700	2 658,66 ²	705
3	Котельная п. Орловка	1,8400	1 850,96 ²	1 006
	Средневзвешенное значение	30,890	52 641,96	1 704

1 – фактические показатели

2 – плановые показатели

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 предоставленная 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

№ 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 2019–2023 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 2023 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

№ кот.	Котельная	Номинальная производительность ВПУ, т/ч	Тип водоисточника	Характеристика оборудования
1	ЦОК п. Самусь	25	р. Томь	Двухступенчатое Накационирование: Накационитовый фильтр 1 ступени ФИПа1 (2 шт.),

№ кот.	Котельная	Номинальная производительность ВПУ, т/ч	Тип водоподготовки	Характеристика оборудования
				На-катионитовый фильтр 1 ступени ФИПа2 (2 шт.), Атмосферный деаэрактор.
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 м³/ч.

Водоподготовительная установка котельной включает в себя:

- два механических фильтра;
- два На-катионитовых фильтра первой ступени типа ФИПа1;
- два На-катионитовых фильтра второй ступени типа ФИПа2;
- один солевой бак объемом 4,0 м³;
- атмосферный деаэрактор подпитки котлов типа ДСА-50/15 с деаэрационной колонкой КДА-50 и охладителем пара;
- 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/см². Подогреватель исходной воды отсутствует. Подпитка теплосети осуществляется химочищенной водой после первой ступени ХВО через изолированный бак запаса подпиточной воды объемом 50 м³. 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 м³/ч. Исходная вода (вода со скважины) давлением 0,8 кгс/см² подается в бак запаса исходной воды V=1,0 м³. 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 м³. 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

№ котельной	Наименование котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2023 год, ккал/кг (ккал/м ³)	Расход условного топлива, т.у.т. 2023 год
1	ЦОК п. Самусь	газ	8301,0 ¹	7 446,95 ¹
2	Котельная по ул. Камышка п. Самусь	уголь	5225,0 ²	446,44 ²
3	Котельная п. Орловка	ДТ	10 180,0	285,75 ²

1 – фактические показатели

2 – плановые показатели

2.2.14 Изменения в характеристиках источников тепловой энергии

Изменения технических характеристик основного оборудования котельных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, не зафиксированы.

3 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 «Тепловые сети» 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 $d_y=400$ мм, протяженностью в одноструйном исчислении 81851 м (доля 14,92% от общей протяженности ЗАТО Северск), с материальной характеристикой 32748 м².

Сети горячего водоснабжения в г. Северске отсутствуют.

Характеристики тепловых сетей и установленного оборудования в ОАО «Тепловые сети» 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 одноструйном исчислении, км	Удельный вес в общей протяженности, %
ОАО «ТС»	431,636	78,52
АО СХК	81,851	14,89
ООО «Тепло П» п. Самусь	33,859	6,16
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 однострубно́м 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.

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2035 года» (Актуализация на 2024 год)

Таблица 3.7 – Характеристика оборудования насосных станций ОАО «ТС»

Насосная станция	Адрес	Марка насосов	Количество насосов (в т.ч. в резерве), шт	Расход, м ³ /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

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

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-ом 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 оС*		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, м ²
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, м ²
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, м ²
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 39362,67 м (в однострубно́м 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 15 158,5 м (в переводе в двухтрубные). Структура тепловых сетей показана на рисунке 3.2.

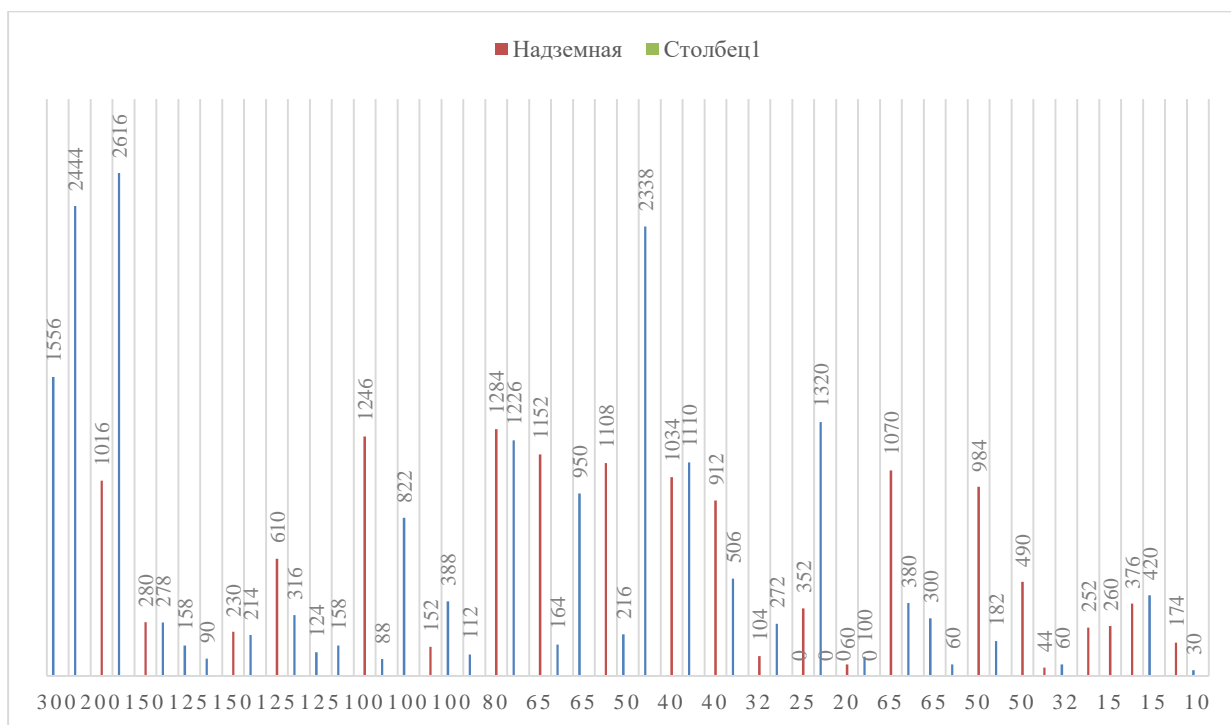


Рисунок 3.2 – Структура тепловых сетей в зоне действия котельной «ЦОК»

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 3542,4 м (в однострубно́м исчислении, в двухтрубном исполнении). Структура тепловых сетей показана на рисунке 3.3.

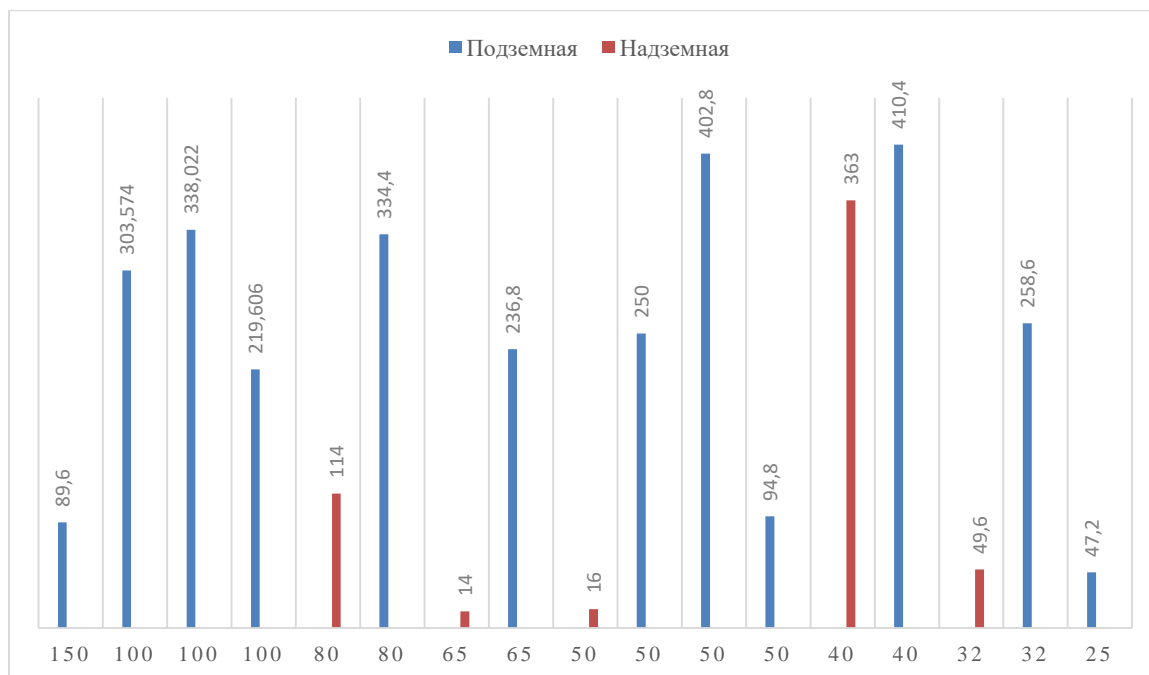


Рисунок 3.3 – Структура тепловых сетей в зоне действия котельной «Камышка»

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.

Отпуск тепла от котельной п. Орловка осуществляется по 2-х трубной схеме, общая протяженность тепловых сетей в зоне действия котельной составляет 2378,4 м (в однострубно́м исчислении, в двухтрубном исполнении). Структура тепловых сетей показана на рисунке 3.4.

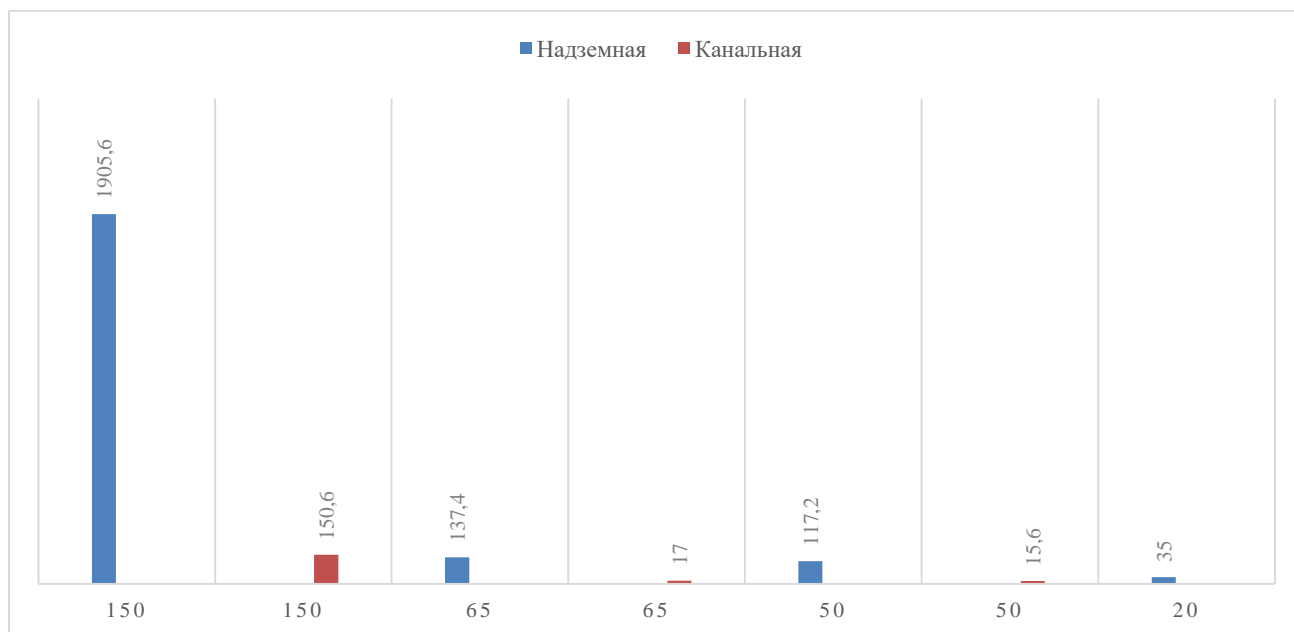


Рисунок 3.4 – Структура тепловых сетей в зоне действия котельной п. Орловка

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 ООО «Тепло Плюс» 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

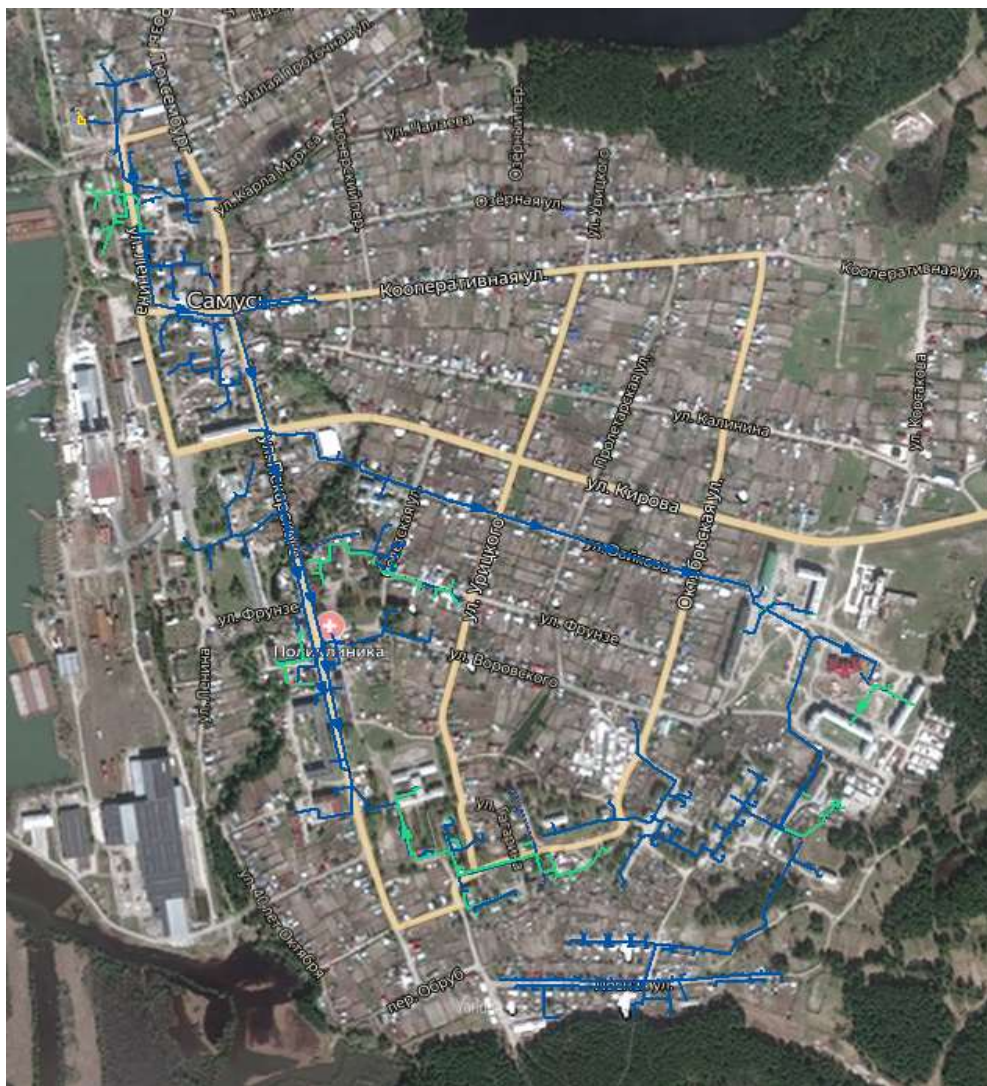


Рисунок 3.6 – Схема теплоснабжения п. Самусь от ЦОК (ООО «Тепло П»)

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 (ООО «Тепло П»)



Рисунок 3.8 – Схема теплоснабжения от котельной в п. Орловка (ООО «Тепло П»)

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 составляет 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 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.

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 ООО «Тепло Плюс» 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 ООО «Тепло Плюс»

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 ООО «Тепло Плюс»

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
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 теплоснабжения абонентов спроектированы под данный температурный график. В настоящее время ТЭЦ АО «СХК», в силу технических ограничений, не в состоянии поддерживать температуру в подающих магистралях выше 130 °С. При понижении температуры наружного воздуха ниже -32 °С (срезка) технические ограничения могут приводить к «недотопу» потребителей.

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

Т _{нв} , °С	Т ₁ , °С	Т ₂ , °С	Т _{нв} , °С	Т ₁ , °С	Т ₂ , °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

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

Т _{нв} , °С	Т ₁ , °С	Т ₂ , °С	Т _{нв} , °С	Т ₁ , °С	Т ₂ , °С
- 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 $Q=c*m*(T_{под} - T_{обр})$ 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 и №2 от БУ № 2 АО «РИР» (130-70°С)

Т _{нв} , °С	Т ₁ , °С	Т ₂ , °С	Т _{нв} , °С	Т ₁ , °С	Т ₂ , °С
+10	34	30	-15	83	52
+9	36	31	-16	85	53
+8	38	33	-17	87	53
+7	40	35	-18	89	54
+6	42	36	-19	91	55
+5	43	38	-20	93	56
+4	45	38	-21	95	56
+3	47	39	-22	96	57
+2	49	40	-23	98	58
+1	51	41	-24	100	58
0	53	41	-25	102	59
-1	55	42	-26	104	60
-2	57	43	-27	106	61
-3	59	43	-28	108	61
-4	61	44	-29	110	62
-5	63	45	-30	112	62
-6	65	46	-31	114	63
-7	67	46	-32	116	64
-8	69	47	-33	118	65
-9	71	48	-34	120	65
-10	73	48	-35	122	66
-11	75	49	-36	124	67
-12	77	50	-37	126	68

-13	79	51	-38	128	69
-14	81	51	-39	130	70

График температур сетевой воды в режимах № 3 и № 4 от БУ № 2 АО «РИР»
(140-70°C)

$T_{\text{нв}}, ^\circ\text{C}$	$T_1, ^\circ\text{C}$	$T_2, ^\circ\text{C}$	$T_{\text{нв}}, ^\circ\text{C}$	$T_1, ^\circ\text{C}$	$T_2, ^\circ\text{C}$
+10	45	34	-15	92	52
+9	46	35	-16	94	53
+8	48	36	-17	96	53
+7	50	36	-18	98	54
+6	52	37	-19	100	55
+5	54	38	-20	102	56
+4	56	38	-21	104	56
+3	58	39	-22	106	57
+2	60	40	-23	107	58
+1	62	40	-24	109	58
± 0	64	41	-25	111	59
-1	66	42	-26	113	60
-2	68	43	-27	115	61
-3	70	43	-28	117	61
-4	71	44	-29	119	62
-5	73	45	-30	121	63
-6	75	45	-31	123	63
-7	77	46	-32	125	64
-8	79	47	-33	126	65
-9	81	48	-34	128	66
-10	83	48	-35	130	66
-11	85	49	-36	132	67
-12	86	50	-37	134	68
-13	88	50	-38	136	68
-14	90	51	-39	138	69
			-40	140	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 90/60 °С.

Температурный график отпуска тепловой энергии от котельных п. Самусь приведен на рис. 3.10-3.11.

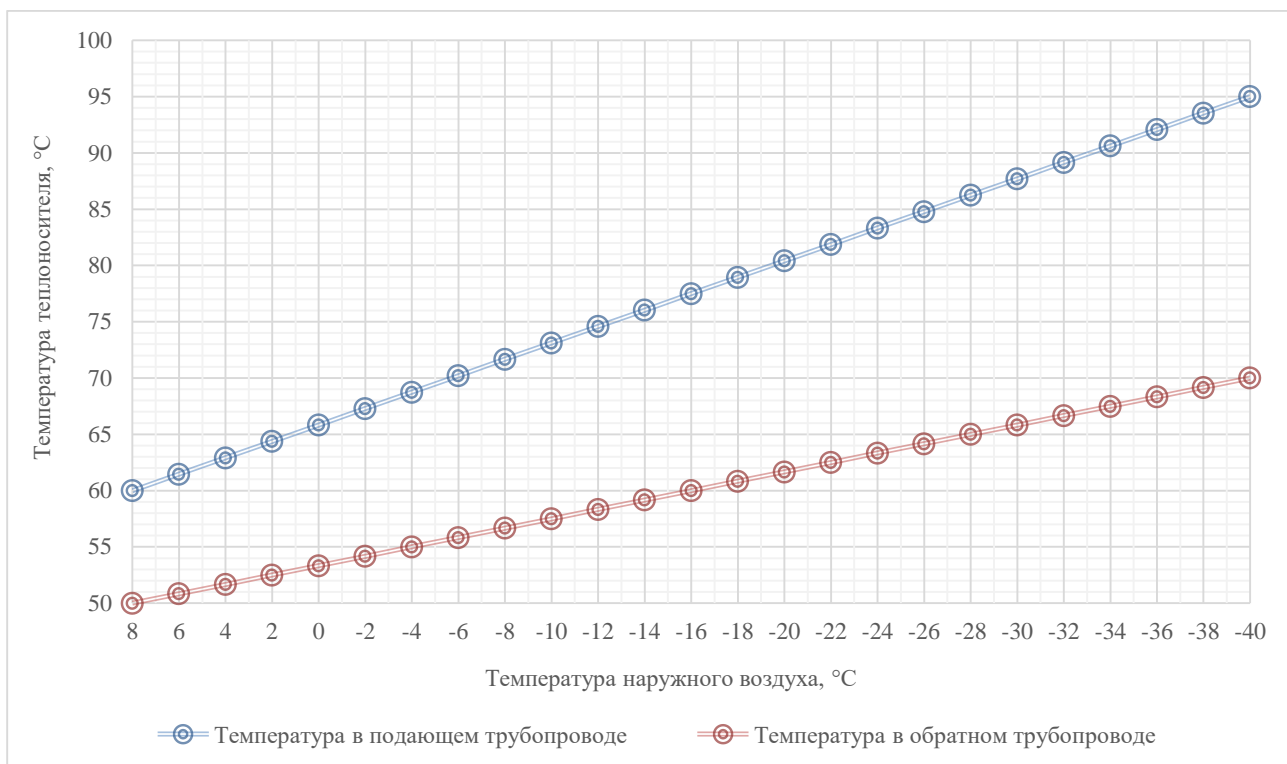


Рисунок 3.10 – Температурный график режима работы котельной «ЦОК»

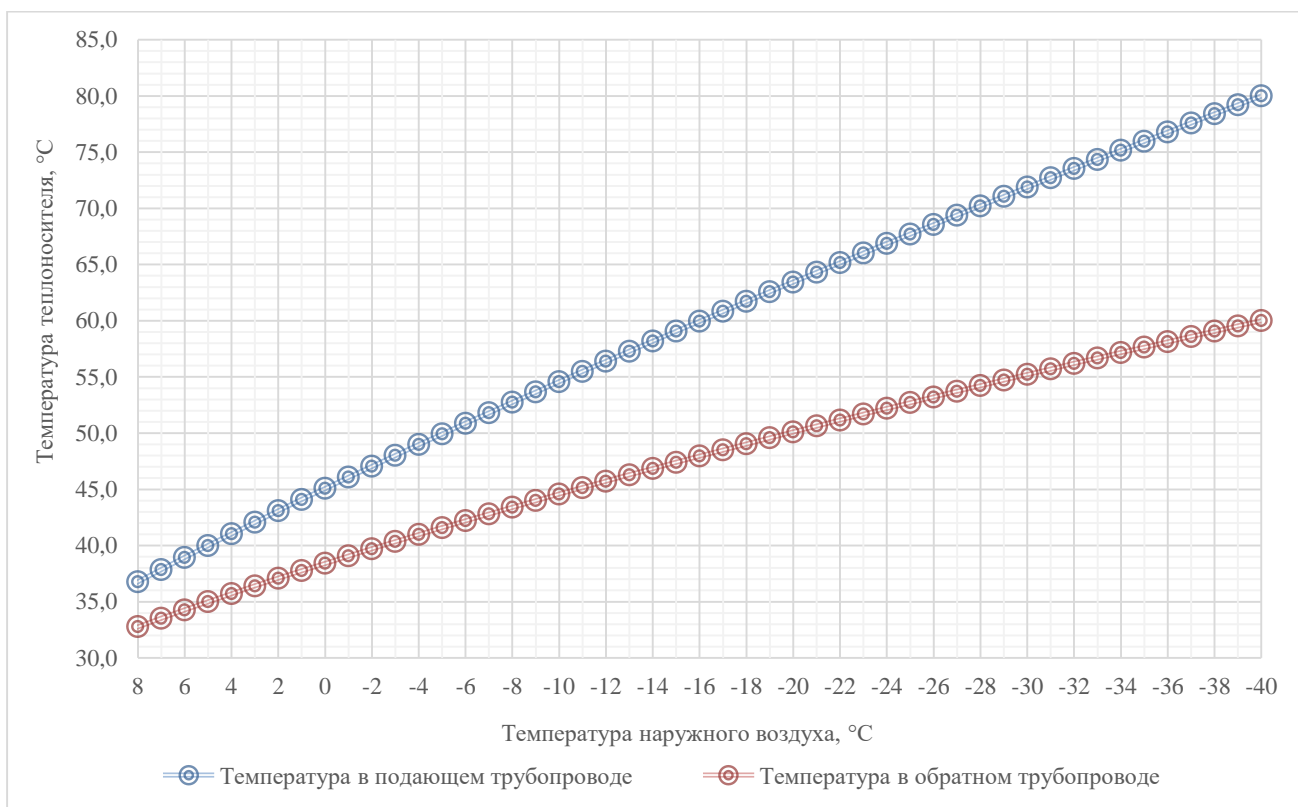


Рисунок 3.11 – Температурный график режима работы котельной «Камышка»

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.

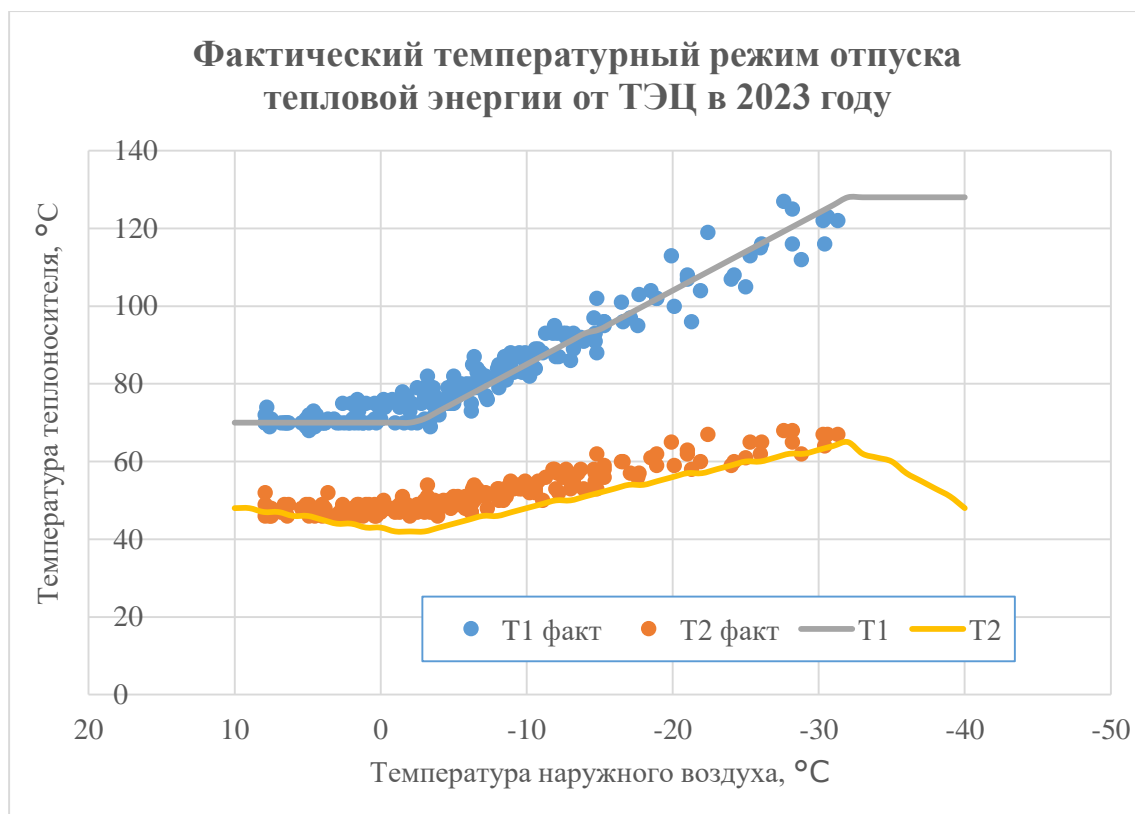


Рисунок 3.12 – Фактический температурный режим отпуска тепловой энергии от ТЭЦ в 2023 г.

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 °C (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 цветом. 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.

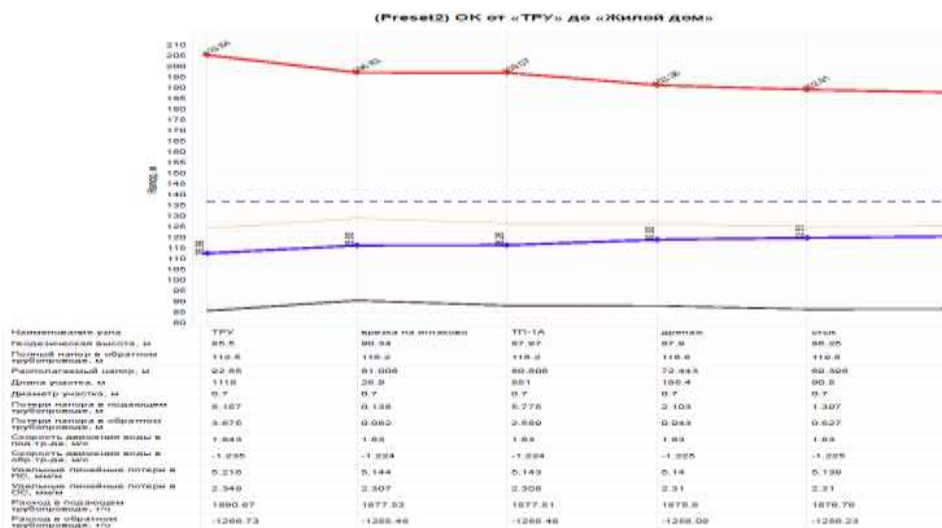


Рисунок 3.13 – Пьезометрический график по направлению ТРУ – «Жилой дом»

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.

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2035 года» (Актуализация на 2024 год)

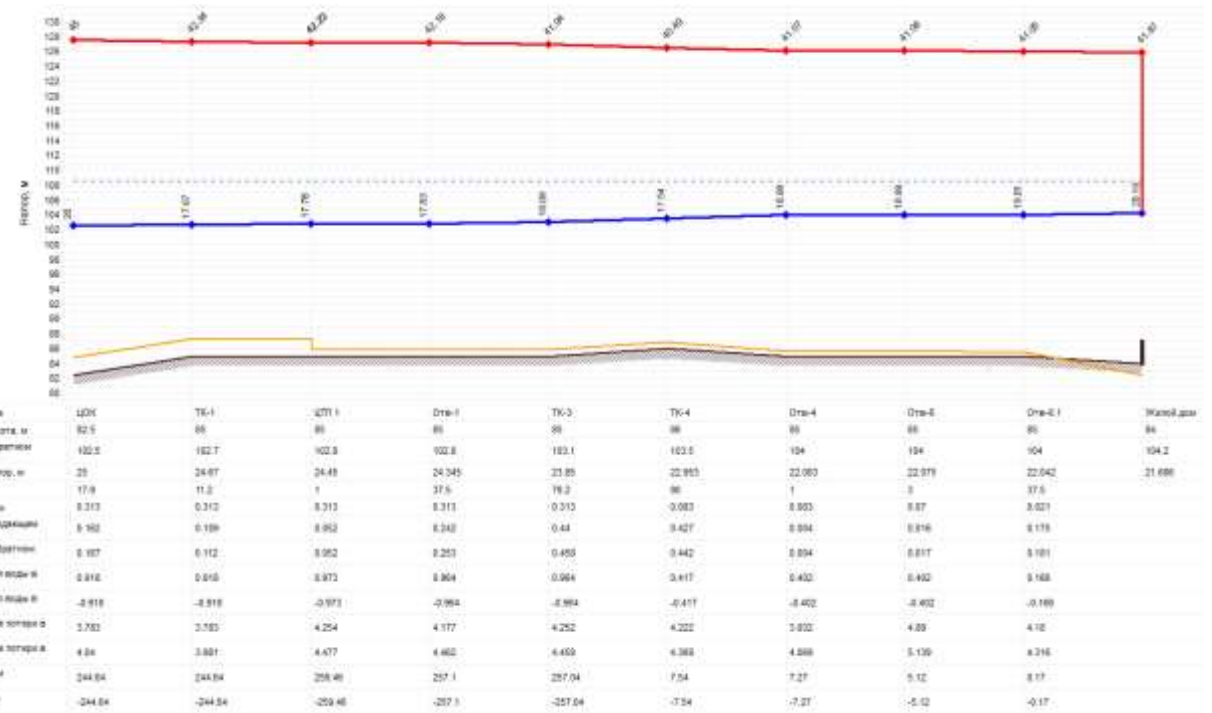


Рисунок 3.14 – Пьезометрический график по направлению от котельной «ЦОК»

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

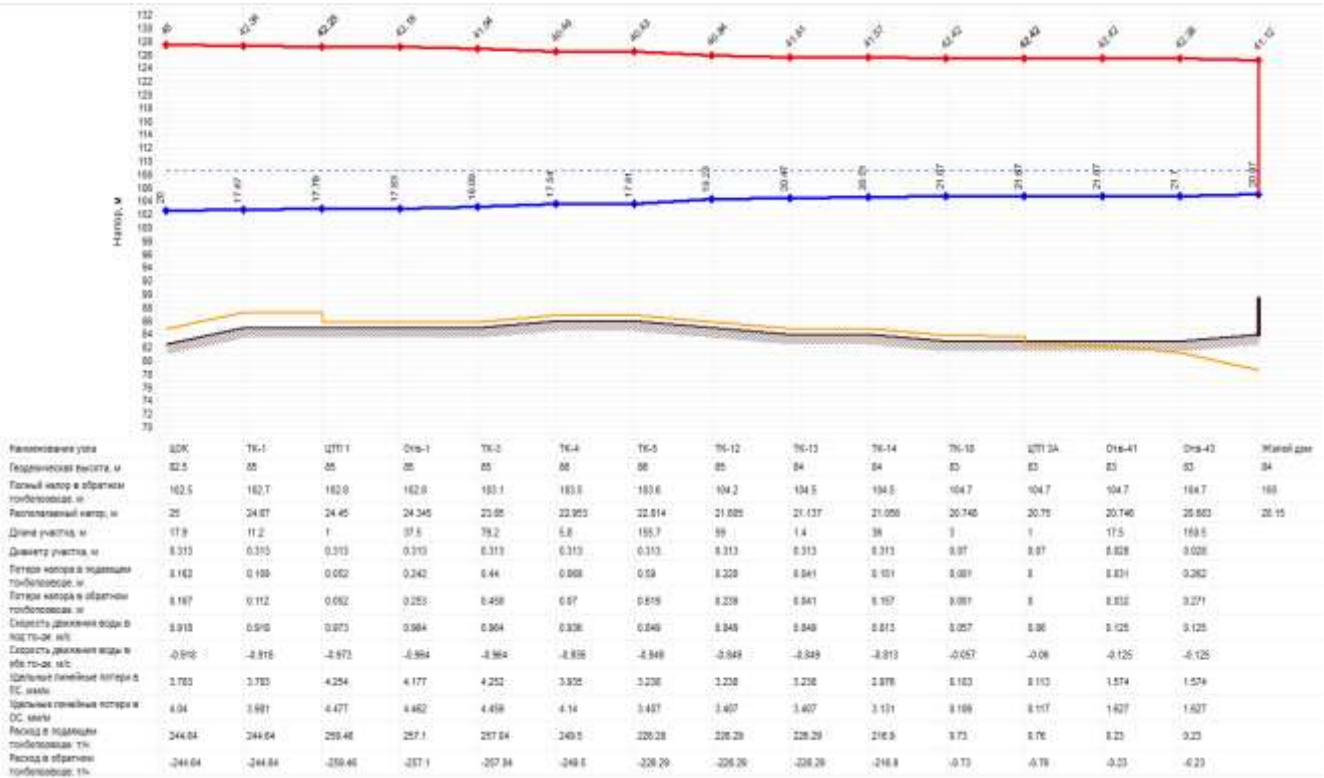
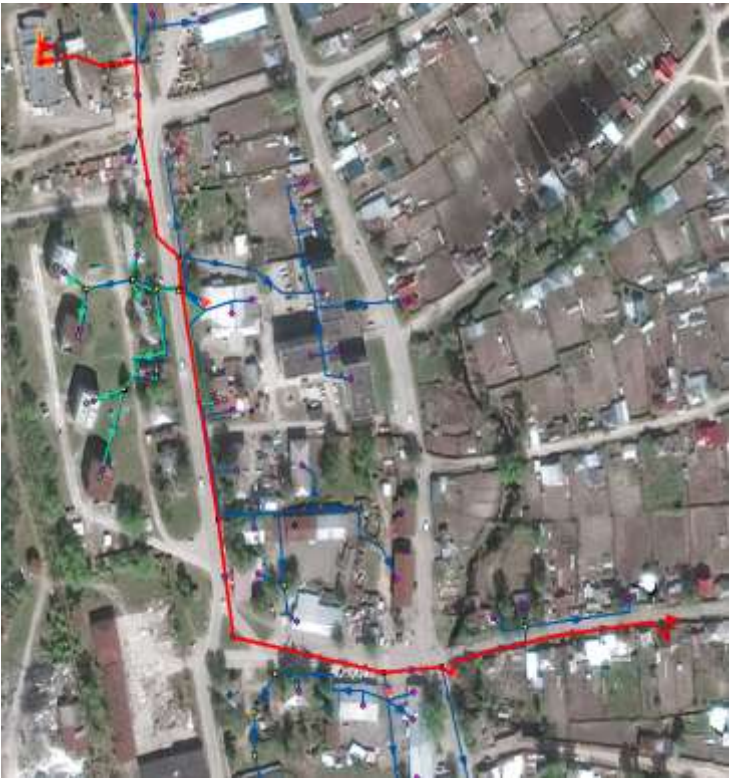


Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

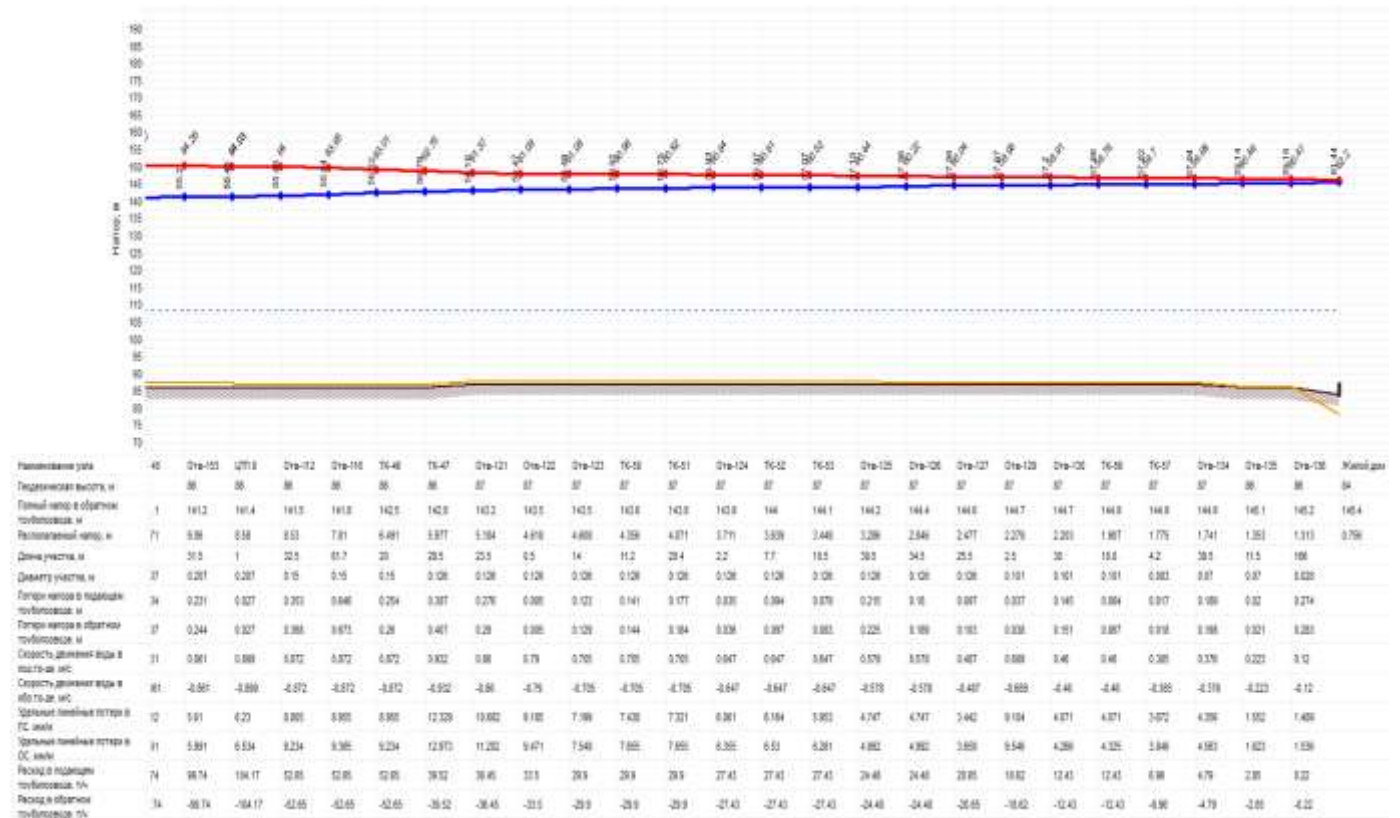
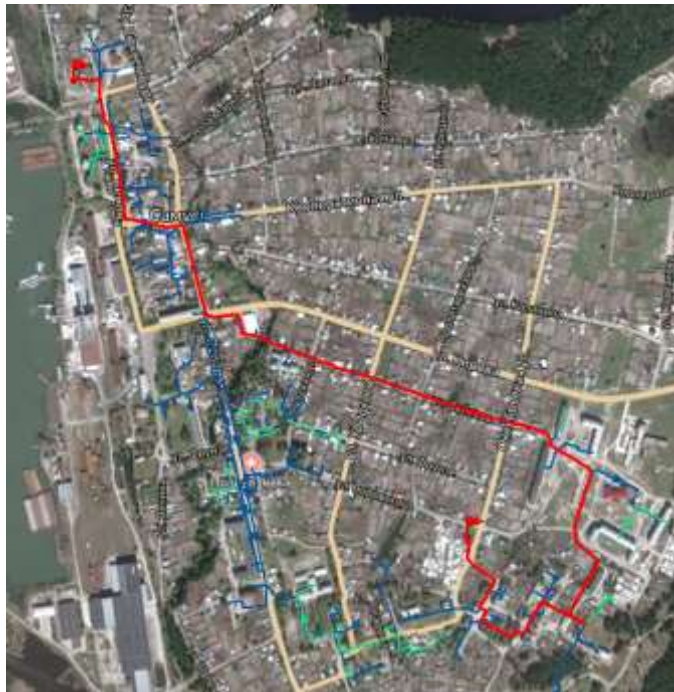


Рисунок 3.16 – Пьезометрический график по направлению от котельной «ЦОК»

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

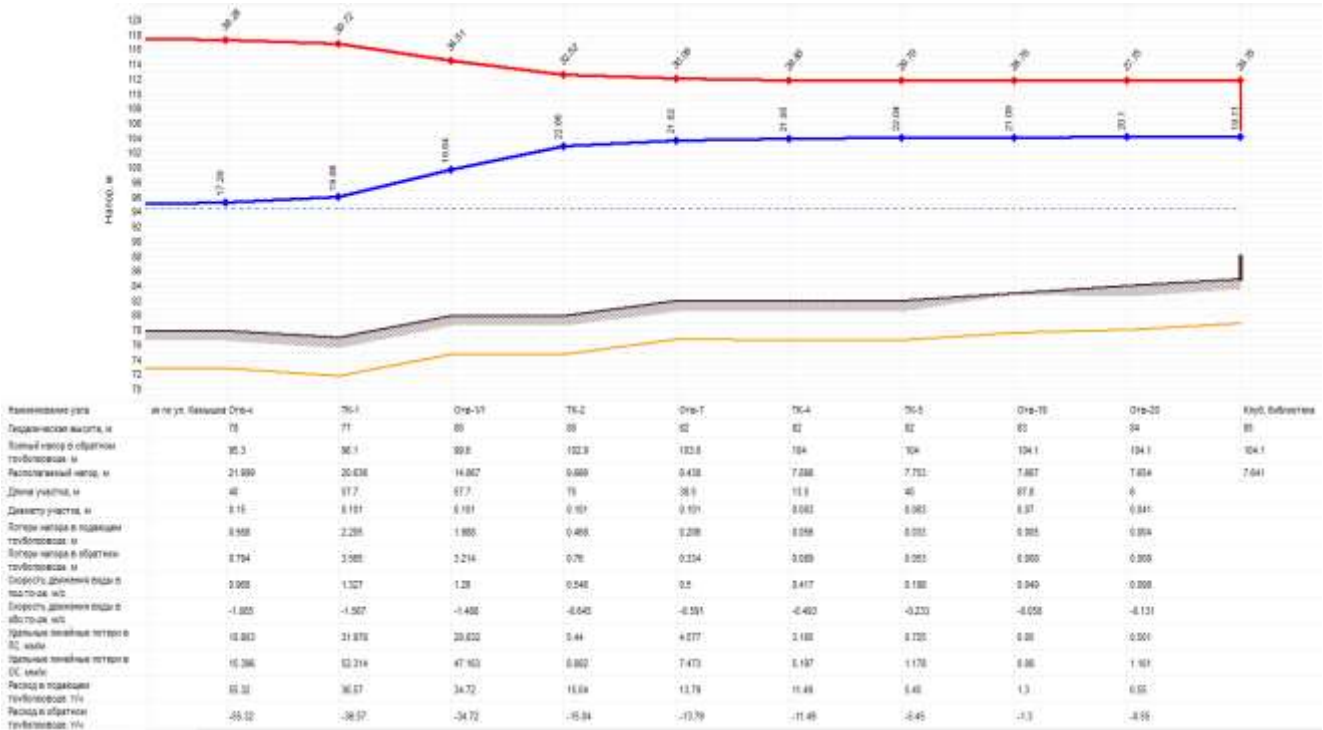


Рисунок 3.17 – Пьезометрический график по направлению от котельной «Камышка»

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

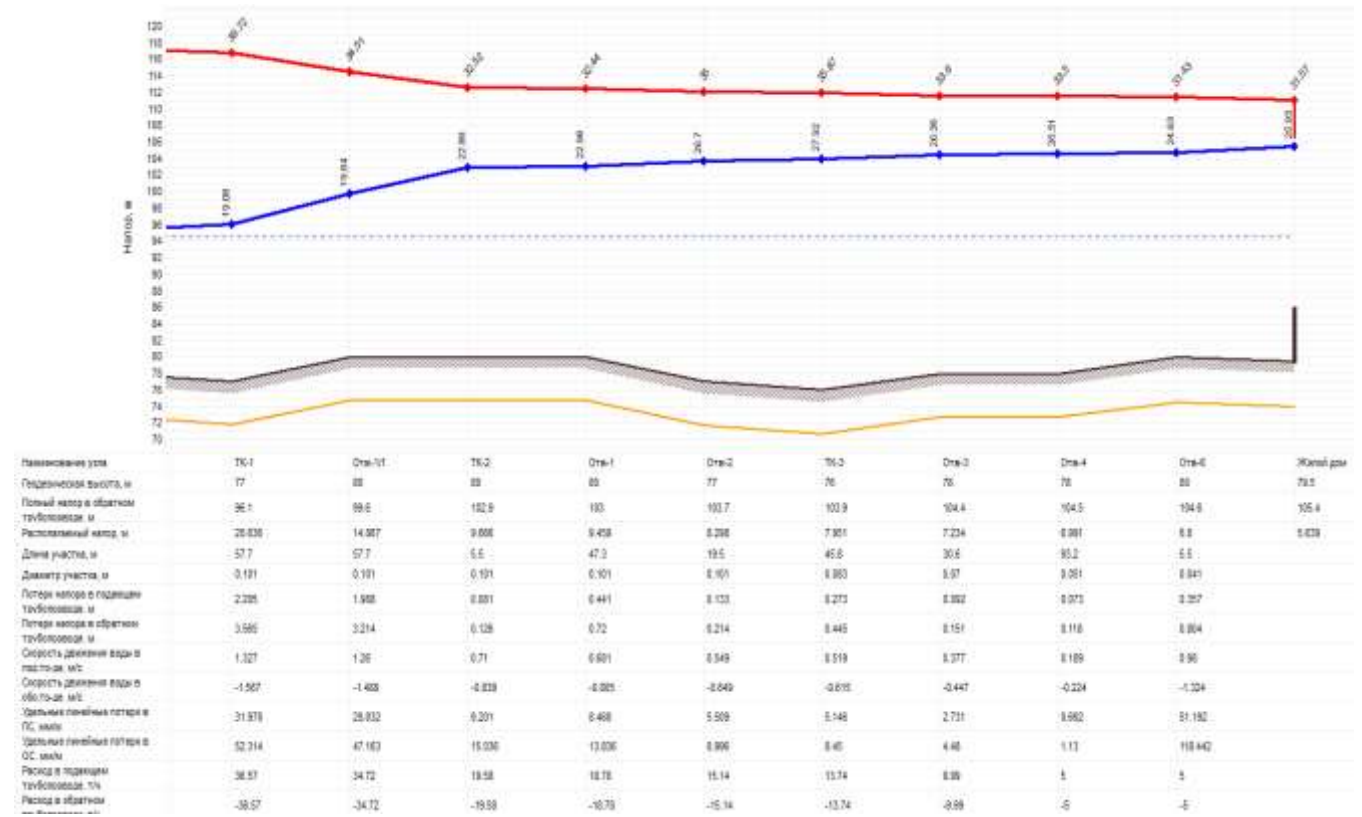


Рисунок 3.18 – Пьезометрический график по направлению от котельной «Камышка»

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

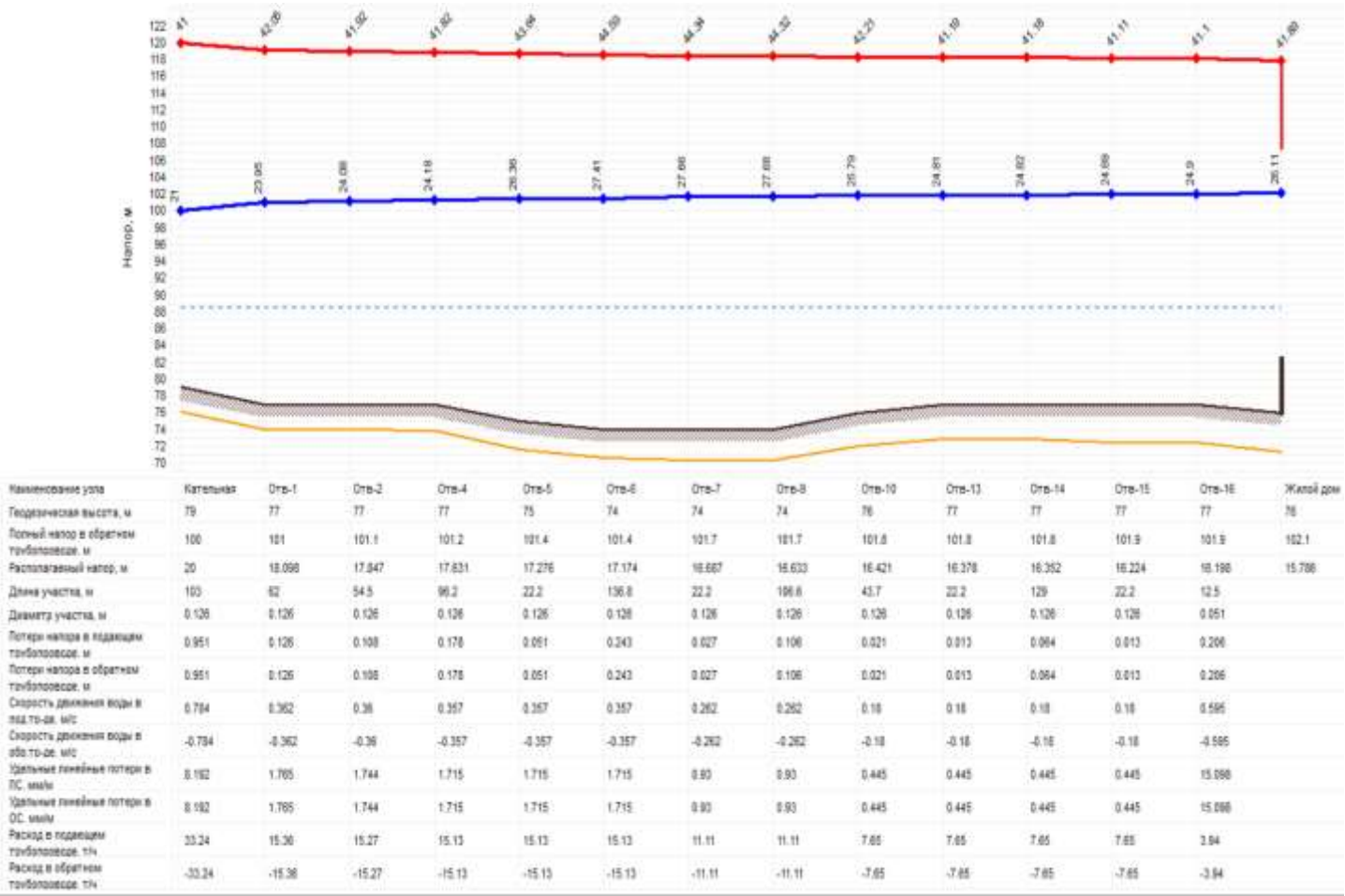
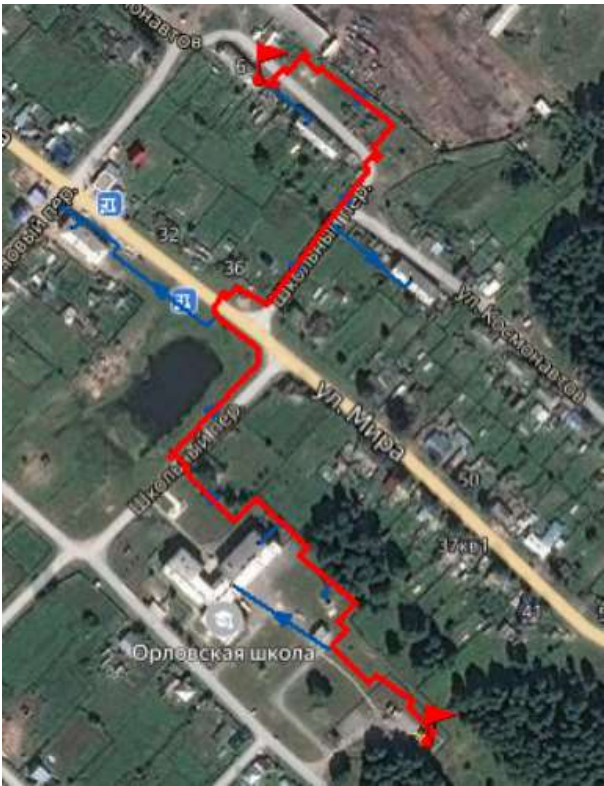


Рисунок 3.19 – Пьезометрический график по направлению от котельной «Орловка»

3.7 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет

Статистика повреждений на тепловых сетях представлена в таблице 3.29.

Таблица 3.29 – Статистика повреждений на тепловых сетях

Наименование	Количество повреждений, шт.				
	2019	2020	2021	2022	2023
Тепловые сети ОАО ТС	87	99	122	173	262

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 ООО «Тепло Плюс» 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 испытаний 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 окончании 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 расчет 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 1.30 – Нормативные потери в тепловых сетях

Составляющие потерь	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Тепловые потери через изоляцию	250 199,7	248 778,9	255 757,6	251 433,9	251 433,9	251 433,9
Тепловые потери с утечками	49 255,7	50 364,3	51 905,72	50 417,5	50 417,5	50 417,5
Тепловые потери с утечкой из САРЗ	0	0	0	0	0	0
Тепловые потери со сбросами сетевой воды и заполнениями отключенных участков	2 469,80	1 340,4	1 825,17	1 991,26	1 991,26	1 991,26
Итого	301 925,2	300 483,6	309 488,5	303 842,7	303 842,7	303 842,7

Таблица 3.31 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям на 2024 год в п. Самусь, ул. Камышка

№ п/п	Организация	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя на 2024 год		
		Потери и затраты теплоносителя, пар (т), вода (м³)	Потери тепловой энергии, Гкал	Расход электро- энергии, тыс.кВт*ч
1	Общество с ограниченной ответственностью «КП «Ключи» (ИНН 7014044794), (для сторонних потребителей)	Теплоноситель - вода		
		277,7	585,6	-
2	Акционерное общество «Тепло П» (ИНН7024024853), тепловые сети от котельной по адресу: пос. Самусь, ул. Камышка, 2А, стр.11 (для сторонних потребителей)	Теплоноситель - вода		
		332,2	337,2	-

Таблица 3.32 – Нормативы создания запасов топлива на котельных на 2024 год для ООО «Уют-Орловка»

№ п/п	Организация	Вид топлива	Нормативы создания запасов топлива на 1 октября 2020 г., тонн		
			Общий запас топлива	в том числе:	
				эксплуатационный запас	неснижаемый запас
1	Общество с ограниченной ответственностью «Уют Орловка» (ИНН 7024044994)	дизельное топливо	38,1	32,5	5,6

Таблица 3.33 – Нормативы создания запасов топлива на котельных на 2024 год в ЦОК п.Самусь

№ п/п	Организация	Вид топлива	Нормативы создания запасов топлива на 1 октября 2020 г., тонн		
			Общий запас топлива	в том числе:	
				эксплуатационный запас	неснижаемый запас
1	Общество с ограниченной	мазут	126,4	-	126,4

№ п/п	Организация	Вид топ- лива	Нормативы создания запасов топлива на 1 октября 2020 г., тонн		
			Общий запас топлива	в том числе:	
				эксплуатационный запас	неснижаемый запас
	ответственностью «Тепло Плюс» (ИНН 7024038704), котельная «ЦОК» по адресу: п. Самусь, ул. Набережная, 7				

Состояющие 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 3.34 – Нормативные и фактические потери тепловой энергии тепловых сетей в 2023 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		
Система теплоснабжения	233 687,3	70 155,4	303 842,7	260 476,6	13,64

По данным отчетности, общая величина фактических тепловых потерь ОАО «ТС» (от БУ-1) в 2023 г. составила 260,477 тыс. Гкал, что меньше нормативных потерь на 2022 год – 318,328 тыс. Гкал на 18,17 %.

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 $0,25 \div 0,3$, 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 3.35 приведена информация о количестве узлов учета у потребителей тепловой энергии и горячей воды.

Таблица 3.35 – 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 3.36 приведена информация о доле полезного отпуска ТЭ потребителям по приборам учета в 2023 году.

Таблица 3.36 – Доля полезного отпуска ТЭ потребителям по приборам учета в 2023 году

Система теплоснабжения	Отпуск ТЭ, Гкал	Отпуск ТЭ по приборам учета, Гкал	Доля отпуска по ПУ, %
Население	633 092,3	409 349,8	64,66%
Бюджетные организации	127 807,9	112 098,9	87,71%
Прочие организации	682 043,4	617 532,6	90,54%
Всего	1 442 943,7	1 138 981,3	78,93%

Оснащенность приборами учета потребителей тепловой энергии на момент актуализации схемы теплоснабжения в системе теплоснабжения от ЦОК п. Самусь составляет 69%. Присоединены к системе теплоснабжения ЦОК 152 жилых дома общей площадью 83611,23 м². Установ-

лены и введены в эксплуатацию общедомовые приборы учета тепловой энергии в 21 многоквартирном доме общей площадью 57643,22 м². Приборы учета у потребителей тепловой энергии в системе теплоснабжения котельной по ул. Камышка п. Самусь отсутствуют. 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 65,5%.

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 ООО «Тепло Плюс», ООО «Уют Орловка», ООО «Тепло П» 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», АО «Тепло П» филиал «Теплоснабжение» на эксплуатируемых тепловых сетях ЦТП и насосные станции отсутствуют.

По данным ООО «Тепло Плюс» 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, характеризующихся 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 протяженности 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 клапанами, 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 3.37.

Таблица 3.37 – Перечень бесхозяйных сетей ОАО «ТС»

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	Виды тепловой изоляции участка тепловой сети**
г. Северск, пер. Западный, (от 48/точка "Р" , район ул. Комсомольская, до инд. ж/д)	14,00	14,000	0	80	1	В непроходных каналах	Подающая линия	01.01.1980	СТД
	14,00			80	1	В непроходных каналах	Обратная линия		СТД
г. Северск , пер. Западный, (от 48/точка "Р" , район ул. Комсомольская, до инд. ж/д).	555,00	555,000	0	80	1	На открытом воздухе	Подающая линия	01.01.1980	СТД
	555,00			80	1	На открытом воздухе	Обратная линия		СТД
г. Северск , пер. Западный, (от 48/точка "Р" , район ул. Комсомольская, до инд. ж/д),	124,00	124,000	0	100	1	На открытом воздухе	Подающая линия	01.01.1980	СТД
	124,00			100	1	На открытом воздухе	Обратная линия		СТД
г. Северск , пер. Западный, (от 48/точка "Р" район ул. Комсомольская, до инд. ж/д)	57,00	57,000	0	50	1	На открытом воздухе	Подающая линия	01.01.1980	СТД
	57,00	57,000	0	50	1	На открытом воздухе	Обратная линия	01.01.1980	СТД

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

Наименование участка (района) эксплуатации тепловых сетей	Протяжен- ность участка по трассе в 1-о трубном ис- полнении, м	Протяжен- ность участка по трассе в 2-х трубном ис- полнении, м	Количество тепловых камер (пунктов) шт.	Услов- ный диа- метр труб, Ду, мм	Количество труб , шт.	Способ про- кладки (беска- нальная, в ка- налах, надзем- ная)	Тип ли- нии	Год ввода в эксплу- атацию участка тепловой сети	Виды тепло- вой изоляции участка теп- ловой сети**
Итого:	1500,0	750,0							

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 потребителей;
- разность температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах или температура сетевой воды в обратном 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 3.38 – 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
2019	не нормируется	2.84	не нормируется
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

Таблица 3.39 – 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
2019	не нормируется	1.84	0	0
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

4 Часть 4. Зоны действия 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.

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 зеленым цветом; потребители получающие тепловую энергию от бойлерной установки № 2 отмечены красным цветом)



Рисунок 4.2 – Существующие зоны действия центральной отопительной котельной ООО «Тепло Плюс» (красный цвет) и котельной по ул. Камышка (зелёный цвет)

В зоне деятельности ООО «Тепло П» 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 ООО «Тепло П» не запланированы. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования по состоянию на 2023 г. не выдавались;
- одна котельная по адресу ул. Камышка, 2а, стр.11 (рис. 4.2). 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 деятельности АО «Тепло П» филиал «Теплоснабжение» не запланированы. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации оборудования по состоянию на 2023 г. не выдавались.



Рисунок 4.3 – 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 2023 год не выдавались.

5 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 01.01.2024 г. (при расчетных температурах наружного воздуха) составляет 1043,5598 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) – 15,7063 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)	15,7060	13,1660	0,6240	1,9160
3	п. Самусь (Камышка)	1,1405	1,1072	0,0625	1,1697
4	п. Орловка	0,6673	0,6554	0,0000	0,0118
	ВСЕГО по ЗАТО Северск	1043,5598	442,9723	39,8859	200,3184

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 энергии 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 2035 г.

Тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии на коллекторах источников г. Северска с учетом потерь в тепловых сетях на 01.01.2024 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 31.12.2023 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	13,1350	0,6240	1,9530	2,0501	17,7621
Камышка	1,1072	0,0625	1,1697	0,0603	2,3997
Орловка	0,6554	0,0000	0,0118	0,0602	0,7274

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.

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

Таблица 5.3 – Потребление тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения ЗАТО Северск за 2023 г., Гкал/год

Источник тепловой энергии (система теплоснабжения)	Население				Прочие				Всего			
	Отопле- ние	ГВС	Вент	Итого	Отопле- ние	ГВС	Вент	Итого	Отопле- ние	ГВС	Вент	Итого
БУ-1, Гкал	496 360,1	134 345,7	0,0	630 705,8	267 592,7	22 871,6	0,0	290 464,3	763 952,8	157 217,3	0,0	921 170,1
Потери на сети ОАО" Тепло- вые сети"	0,0	0,0	0,0	0,0	259 999,1	0,0	0,0	259 999,1	259 999,1	0,0	0,0	259 999,1
БУ-2	0,0	0,0	0,0	0,0	210 473,6	0,0	0,0	210 473,6	210 473,6	0,0	0,0	210 473,6
Потери на сети АО "СХК"	0,0	0,0	0,0	0,0	76 068,9	0,0	0,0	76 068,9	76 068,9	0,0	0,0	76 068,9
Потери на сети АО "РИР"	0,0	0,0	0,0	0,0	20 627,0	0,0	0,0	20 627,0	20 627,0	0,0	0,0	20 627,0
Пар на технологию	0,0	0,0	0,0	0,0	278 424,6	0,0	0,0	278 424,6	278 424,6	0,0	0,0	278 424,6
Потери на сети АО "СХК"	0,0	0,0	0,0	0,0	139 302,0	0,0	0,0	139 302,0	139 302,0	0,0	0,0	139 302,0
Котельная п. Самусь (ЦОК)	24 801,8	4 525,7	0,0	29 327,5	6 380,0	106,1	0,0	6 486,1	31 181,8	4 631,9	0,0	35 813,6
Котельная п. Самусь (Ка- мышка)	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 Камышка и п. Орловка приведены плановые значения ввиду отсутствия фактических показателей за 2023 год

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 2020–2023 гг.

Месяцы/ Годы	2021			2022			2023			СП 131.13330.2020		
	$t_{\text{ср}}$	Кол- во дней	ГСО П	$t_{\text{ср}}$	Кол- во дней	ГСО П	$t_{\text{ср}}$	Кол- во дней	ГСО П	$t_{\text{ср}}$	Кол- во дней	ГСО П
январь	-22,8	31	1327	-14,0	31	1054	-14,4	31	1066	-18,1	31	1181
февраль	-17	28	1036	-10,5	28	854	-13,3	28	932	-15,7	28	1000
март	-6,6	31	825	-7,6	31	856	-3,3	31	722	-7,3	31	846
апрель	2,9	30	687	4,6	30	462	-0,3	30	609	1,7	30	549
май	11,1	11	342	8,1	12	143	10,7	10	93	9,6	10	104
июнь												
сентябрь	3,4	11	257	7,2	16	205	6,0	6	84	9,1	11	120
октябрь	2,9	31	710	3,1	31	524	5,3	31	456	1,4	31	577
ноябрь	-7,3	30	819	-9,6	30	888	-4,7	30	741	-8,5	30	855
декабрь	-11,5	31	976	17,2	31	1153	-14,7	31	1076	-15,2	31	1091
ср. отопит период	-7,0	234	6979	-5,6	240	6144	-5,3	233	5768	-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 2023 год) в размере 1906,1 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 2023 г.) в размере 38144,9 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/см² и 3 паропроводам давлением 13-18 кгс/см²;
- 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 услуг по холодному и горячему водоснабжению в жилых помещениях представлены в Таблице 5.5, нормативы потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению на общедомовые нужды представлены в Таблице 5.6, нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению в жилых и не жилых 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

№ 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					
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	Этаж- ность	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

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

№ п.п.	Категория жилых помещений	Этаж-ность	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	
		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
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

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

№ п.п.	Категория жилых помещений	Этаж- ность	Норматив потребления коммунальной услуги		Норматив потребления коммунальной услуги (при наличии технической воз- можности установки коллективных (об- щедомовых) приборов учета)				Норматив потребления коммунальной услуги (при нали- чии 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	
6	Жилые помещения в общежи- тиях с водопроводом и с об- щими кухнями и блоками ду- шевых на этажах при жилых комнатах в каждой секции зда- ния	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	-		

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

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		
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		

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

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		
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 2023 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 для расчета фактической присоединенной нагрузки.

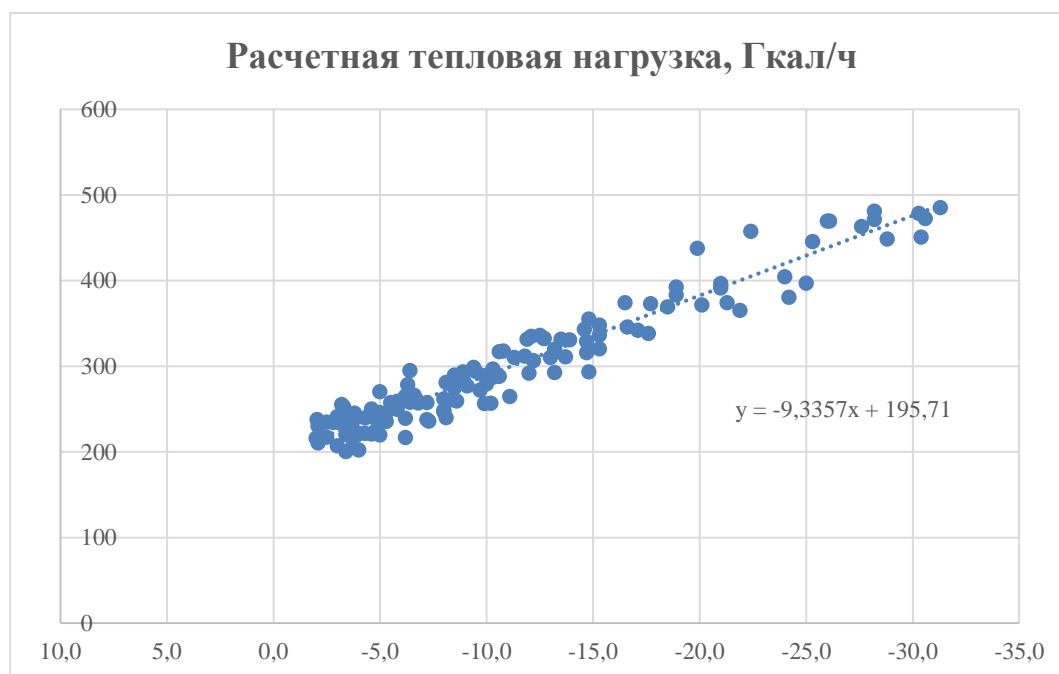


Рисунок 5.1 – Определение расчетной тепловой нагрузки на коллекторе ТЭЦ

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 аппроксимированы линейной зависимостью $Q = b_0 + b_1 \times t_{нв}$, где b_0 – сдвиг линейной функции относительно начала координат; b_1 – наклон прямой; $t_{нв}$ – 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 °С), Гкал/час	Коэффициент отношения факт/договор
Полезная нагрузка потребителей	1026,046	498,8414	0,486
Потери тепловой мощности на тепловых сетях (нормативные)	60,9609	60,9609	1,000
Всего подключенная нагрузка на коллекторах ТЭЦ	1087,0069	559,8023	0,515

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.

6 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 присоединенным 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

ТЭЦ	2019	2020	2021	2022	2023
Установленная тепловая мощность на конец периода, в том числе:	1713,8000	1713,8000	1720,8000	1610,8000	1610,8000
отборы паровых турбин	1021,0000	1021,0000	1028,0000	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	1,0000
Располагаемая тепловая мощность станции	1713,8000	1713,8000	1720,8000	1610,8000	1609,8000
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	44,0000	44,0000	44,0000	39,9950	39,9950
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	52,7769	60,9700	60,9400	60,9400	60,9609
Потери в паропроводах	29,0000	13,5928	13,3380	13,3380	13,3380

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

ТЭЦ	2019	2020	2021	2022	2023
Полезная договорная нагрузка в горячей воде (с учетом коллекторных потребителей)	794,2180	951,5540	951,1010	950,8760	950,8760
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	846,9949	1012,5240	1012,0410	1011,8160	1011,8369
Полезная расчетная нагрузка	347,9183	415,9123	415,7139	415,6215	498,8414
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде (на коллекторах станции)	400,6952	476,8823	476,6539	476,5615	559,8023
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в паре	53,0790	48,7530	48,7530	50,6200	75,1700
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в паре	53,0790	48,7530	48,7530	50,6200	75,1700
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	822,8051	657,2760	664,7590	558,9890	557,9681
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1269,1048	1192,9177	1200,1461	1094,2435	1010,0027
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	1527,8000	1527,8000	1534,8000	1428,8050	1428,8050
Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	1504,8000	1504,8000	1511,8000	1405,8050	1405,8050

Таблица 6.2 – Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки ЦОК (п. Самусь), Гкал/ч

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
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	0,4300	0,4500	0,4500
Тепловая мощность нетто	24,8500	24,8500	24,8500	24,8300	24,8300
Потери в тепловых сетях	4,4200	4,4200	3,6300	2,1473	2,0501
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	24,8500	24,8500	24,8500	24,8500	15,7060
отопление и вентиляция	21,7655	21,7655	21,7655	21,7655	13,7900
горячее водоснабжение	3,0845	3,0845	3,0845	3,0845	1,9160
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	-4,4200	-4,4200	-3,6300	-2,1673	7,0739
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	15,6800	15,6800	15,6800	15,6800	15,6800
отопление и вентиляция	14,5600	14,5600	14,5600	14,5600	14,5600
горячее водоснабжение	1,1200	1,1200	1,1200	1,1200	1,1200
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	4,7500	4,7500	5,5400	7,0027	7,0999
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	10,8100	10,7900	24,1900
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе самого мощного котла	10,8100	10,8100	10,8100	10,7900	24,1900

Таблица 6.3 – Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки п. Камышка, Гкал/ч

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
Установленная тепловая мощность, в т.ч.	2,3700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700
- в паре	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
- в горячей воде	2,3700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700
Ограничения тепловой мощности	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Располагаемая тепловая мощность	2,3700	3,7700	3,7700	3,7700	3,7700
Затраты тепла на собственные нужды	0,0377	0,0377	0,0377	0,0377	0,0377
Тепловая мощность нетто	2,3323	3,7323	3,7323	3,7323	3,7323
Потери в тепловых сетях	0,0875	0,0875	0,0875	0,0880	0,0880

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	1,1620	1,1620	1,1620	1,1405	1,1405
отопление и вентиляция	1,1620	1,1620	1,1620	1,1405	1,1405
горячее водоснабжение	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	1,0828	2,4828	2,4828	2,5038	2,5038
Присоединенная расчетная тепловая нагрузка в горячей воде, в т.ч.	1,1620	1,1620	1,1620	1,1405	1,1405
отопление и вентиляция	1,1620	1,1620	1,1620	1,1405	1,1405
горячее водоснабжение	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по расчетной нагрузке)	1,0828	2,4828	2,4828	2,5038	2,5038
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	0,5160	0,5064	0,5064
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	0,7323	2,1323	2,1323	2,1323	2,1323
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе самого мощного котла	0,7323	2,1323	2,1323	2,1323	2,1323

Таблица 6.4 – Баланс тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки п.Орловка

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
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	0,0063
Тепловая мощность нетто	1,7477	1,7477	1,7477	1,7477	1,7477
Потери в тепловых сетях	0,0602	0,0602	0,0602	0,0602	0,0602
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	1,0202
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	1,0202
Зона действия источника тепловой мощности, га	9,4030	9,4030	9,4030	9,4030	9,4030

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
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	0,8677
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе самого мощного котла	0,8677	0,8677	0,8677	0,8677	0,8677

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 качественном регулировании отпуска тепловой энергии сопоставлены среднемесячные разности фактических $\Delta(t_1-t_2)_ф$ и нормативных $\Delta(t_1-t_2)_н$ 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 $\Delta(t_1-t_2)_ф > \Delta(t_1-t_2)_н$, то возникает режим перегрева «перетопа» в системах отопления;

в обратном случае при $\Delta(t_1-t_2)_ф < \Delta(t_1-t_2)_н$ происходит режим недогрева «недотопа» потребителей.

Данные таблицы 6.5 позволяют сделать следующие выводы:

– январь 2019г. - $\Delta(t_1-t_2)_ф < \Delta(t_1-t_2)_н$ недогрев СО относительно нормативного режима - 20,5%;

- февраль 2019г. - $\Delta(t_1-t_2)_ф < \Delta(t_1-t_2)_н$ недогрев СО относительно нормативного режима - 20,5%;
- март 2019г. - $\Delta(t_1-t_2)_ф < \Delta(t_1-t_2)_н$ недогрев СО относительно нормативного режима - 20,5%;
- октябрь 2019г. - $\Delta(t_1-t_2)_ф > \Delta(t_1-t_2)_н$ перегрев СО относительно нормативного режима - 20,0%;
- ноябрь 2019г. - $\Delta(t_1-t_2)_ф < \Delta(t_1-t_2)_н$ недогрев СО относительно нормативного режима - 20,5%;
- декабрь 2019г. - $\Delta(t_1-t_2)_ф < \Delta(t_1-t_2)_н$ недогрев СО относительно нормативного режима - 20,7%;
- январь 2020г. - $\Delta(t_1-t_2)_ф < \Delta(t_1-t_2)_н$ недогрев СО относительно нормативного режима - 13,5%.

Таблица 6.5 – Оценка влияния на режимы теплоснабжения отклонения фактических температур теплоносителя от нормативных значений на коллекторах БУ-1

Годы	Месяцы	Разница средне- месячных фактиче- ских температур теплоносителя на коллекторе БУ-1	Разница средне- месячных норматив- ных температур теплоносителя на коллекторе БУ-1	Разница средне- месячных норматив- ных и фактических температур теплоно- сителя на коллек- торе БУ-1		Режим теплоснабжения
		$\Delta(t_1-t_2)_ф$	$\Delta(t_1-t_2)_н$	$\Delta(t_1-t_2)_н-\Delta(t_1-t_2)_ф$		
		°C	°C	°C	%	
2020 г.	январь	32,5	45,4	12,9	-28,4%	недогрев
	февраль	32,2	45,1	13,0	-28,7%	недогрев
	март	20,6	24,9	4,4	-17,5%	недогрев
	октябрь	20,7	17,3	-3,5	20,0%	перегрев
	ноябрь	31,6	39,8	8,2	-20,5%	недогрев
	декабрь	30,2	38,1	7,9	-20,7%	недогрев
2021 г.	январь	30,8	35,6	4,8	-13,5%	недогрев

Из приведенных диаграмм видно, что фактически за рассматриваемый период температурный график по подающему трубопроводу выдерживался. Отмечается завышенная температура теплоносителя в обратном трубопроводе, что может объясняться общей разрегулированностью системы теплоснабжения города и нерасчетным (завышенным) расходом теплоносителя. Кроме того, при завышенных расходах теплоносителя снижается пропускная способность сетей и как следствие нарушается гидравлический режим, а, следовательно, появляется недоотпуск тепла конечным потребителям системы теплоснабжения.

Основной фактор, влияющий на величину недогрева/перегрева в СО при установившемся нормативном гидравлическом режиме в системе теплоснабжения является степень точности соблюдения температурного графика сетевой воды.

Из анализа данных о параметрах отпуска тепловой энергии от коллекторов БУ-1 ТЭЦ «РИР» можно сделать вывод, что наиболее вероятные месяцы, в которые возможно возникновение перегревов в СО: сентябрь, октябрь, апрель, май. Наиболее характерные месяцы для недогревов в СО: ноябрь, декабрь, январь, февраль, март.

Снижение диапазона температур теплоносителя при фактическом режиме отпуска тепловой энергии обуславливается завышенной температурой $t_{2ф}$ в обратном коллекторе.

Завышенная $t_{2ф}$ может обуславливаться совокупностью факторов:

- нерасчетным расходом теплоносителя в СО (требуется наладка сети);
- низким коэффициентом теплопередачи абонентских систем СО (требуется промывка СО).

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 изменении 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 водоразбора 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.

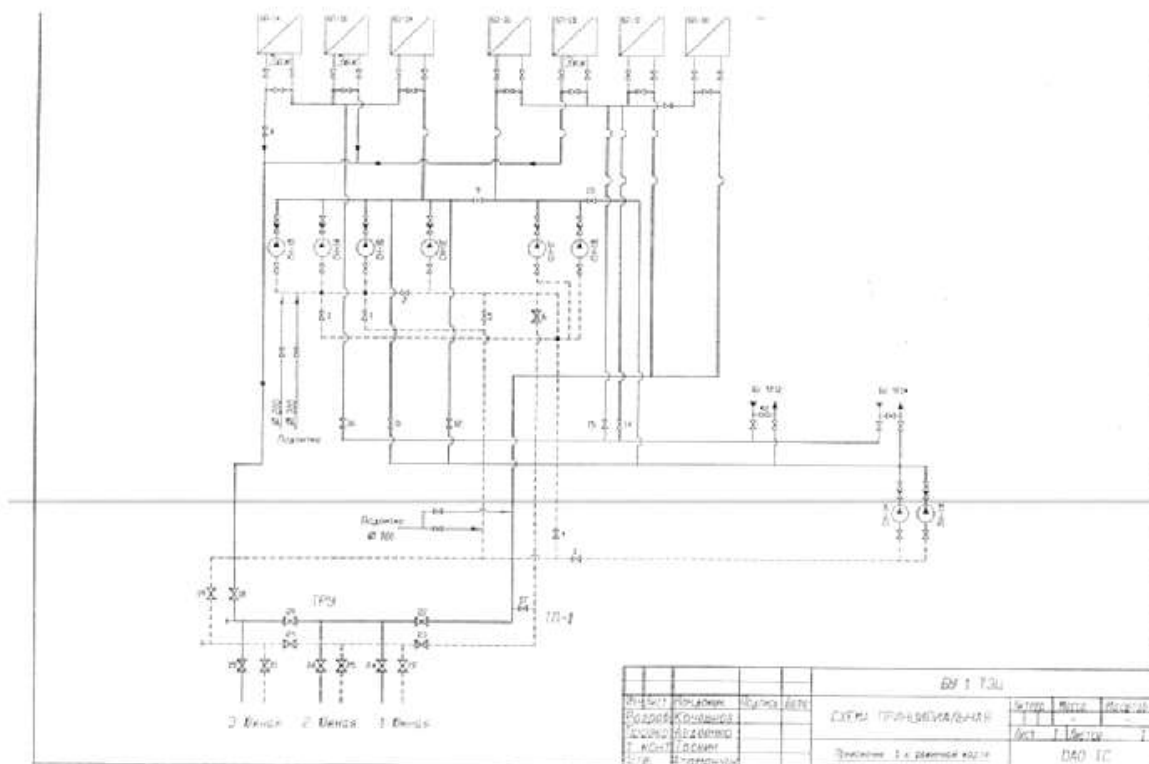


Рисунок 6.1 – Схема принципиальная БУ-1 ТЭЦ (Приложение №1 к РК БУ №1)

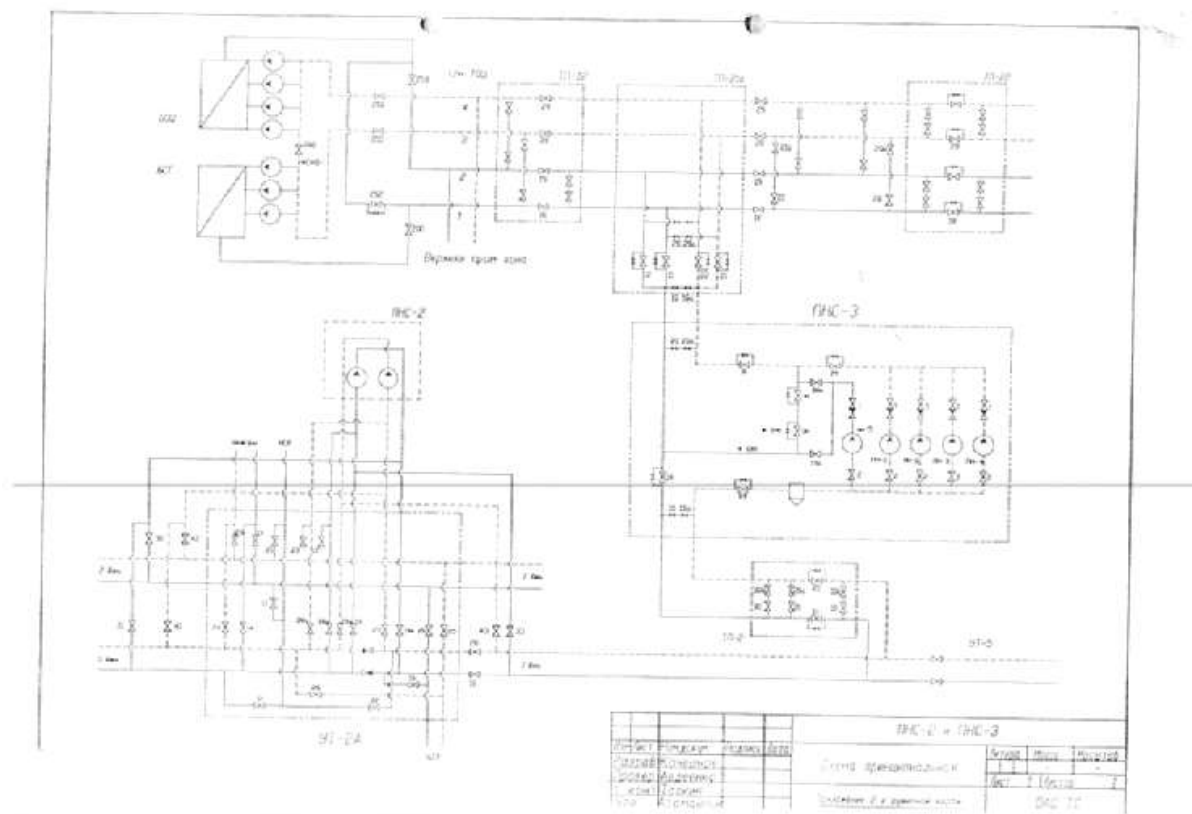


Рисунок 6.2 – Схема принципиальная ПНС-2, ПНС-3 (Приложение №2 к РК БУ №1)

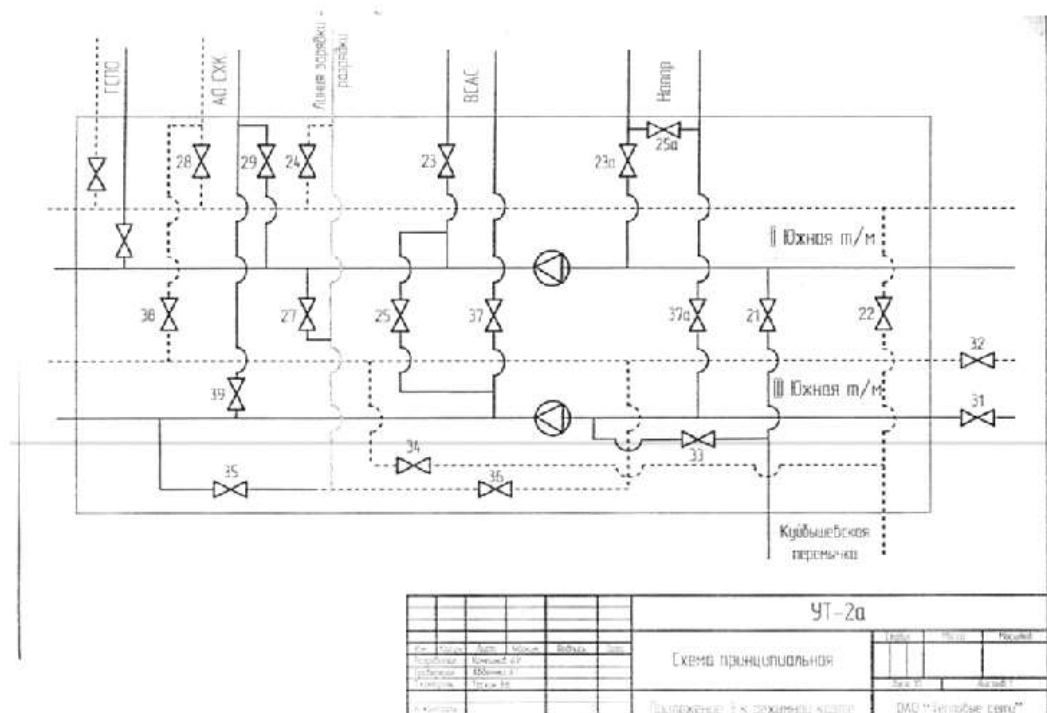


Рисунок 6.3 – Схема принципиальная УТ-2а (Приложение №3 к РК БУ №1)

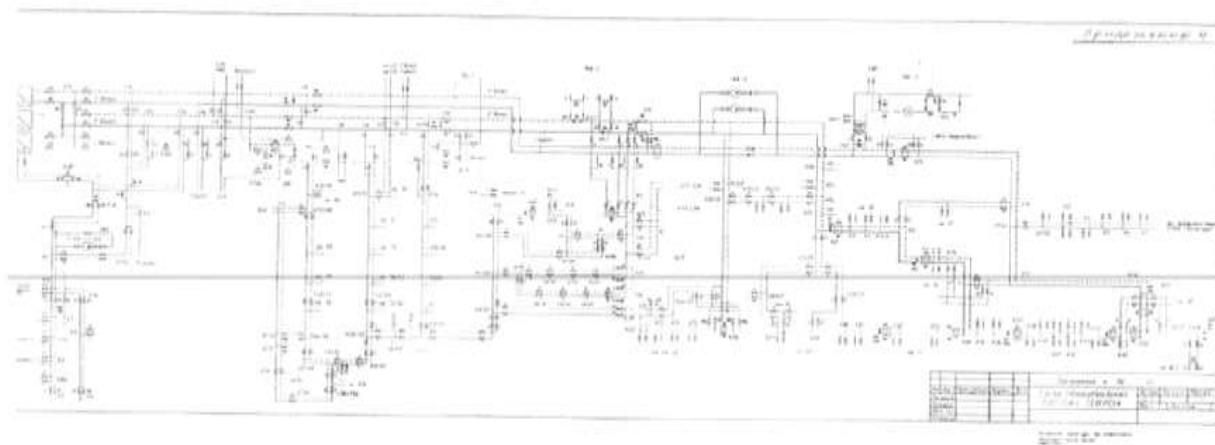


Рисунок 6.4 – Схема принципиальная УТ-2а (Приложение №4 к РК БУ №1)

Таблица 6.6 – Таблица контрольных параметров режимов теплоснабжения (Приложение №5 к РК БУ №1)

№ п/п	Наименование параметров	Размери ость	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.	✓	✓		1/35	✓	✓	
т.6 II- южн.	✓	✓		16М	✓	✓	
т.6 III- южн.	✓	✓		19М	✓	✓	
60/К1м	✓	✓		21М	✓	✓	
62/ТП4	✓	✓		26М	✓	✓	
7/29	✓	✓		27М	✓	✓	
7/32	✓	✓		29М	✓	✓	
1/42	✓	✓		32М	✓	✓	
4/42	✓	✓		37М	✓	✓	
9/42	✓	✓		45М	✓	✓	
9/46	✓	✓		49М	✓	✓	
4/44	✓	✓		УТ-7а	✓	✓	
12/44	✓	✓		ЦТП-12кв	✓	✓	✓
10/43	✓	✓		УТ-5	✓	✓	✓
5/43	✓	✓		ТП-3 II-южн.	✓	✓	
23/55	✓	✓		ТП-3 III-южн.	✓	✓	
11/55	✓	✓		УТ-2а II-южн.	✓	✓	
ТП-1И	✓	✓		УТ-2а III-южн.	✓	✓	
ТП-1'И	✓	✓		ПНС-2	✓	✓	
ТП-2И	✓	✓		ПНС-3	✓	✓	
ТП-3И	✓	✓		2М	✓	✓	
ТП-4И	✓	✓		3М	✓	✓	
ТП-5И	✓	✓		7М	✓	✓	
ТП-6И	✓	✓		5/22	✓	✓	
ТП-7И	✓	✓	✓	17/18	✓	✓	
ул. Чайковского 17	✓	✓		12/9	✓	✓	
ЦТП- ул. Славского	✓	✓	✓	9/15	✓	✓	

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. Задаёт температурный режим работы БУ № 1 - начальнику смены станции на ТЭЦ в 0⁰⁰ часов по среднесуточной температуре наружного воздуха и в 12⁰⁰ 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. Задаёт 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 м³ 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 поврежденный 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 утвержденного 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 telefонирует 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.

7 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 министерства 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	2019	2020	2021	2022	2023
Располагаемая производительность ВПУ, в т.ч.	т/ч	1800	1800	1800	1800	1800
Срок службы ВПУ	лет	33	34	35	36	37
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	213,180	175,955	139,442	136,698	146,532
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	213,180	175,955	139,442	136,698	146,532
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	104,596	104,939	104,981	104,683	107,117
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	108,584	71,016	34,461	32,016	39,415
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	0,00	709,805
Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	т/ч	1586,82	1624,05	1660,56	1663,30	1653,47
Доля резерва	%	88,16%	90,22%	92,25%	92,41%	91,86%

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 2019 по 2023 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.	2019	2020	2021	2022	2023
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.м³	0	0	0	0	0
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,785	1,785	1,785	1,785	1,785

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

Источник теп- лоснабжения	Параметр	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	1,785	1,785	1,785	1,785	1,785
	нормативные утечки тепло- носителя	т/ч	1,785	1,785	1,785	1,785	1,785
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели го- рячего водоснабжения	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Объем аварийной подпитки (химически не обработан- ной и не деаэрированной во- дой)	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	т/ч	23,215	23,215	23,215	23,215	23,215
	Доля резерва	%	92,86%	92,86%	92,86%	92,86%	92,86%
Котельная ул. Камышка	Располагаемая производи- тельность 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-аккумуля- ляторов теплоносителя	шт.	1	1	1	1	1
	Общая емкость баков-аккумуля- ляторов	тыс.м³	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теп- лоснабжения	т/ч	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
	Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	т/ч	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
	нормативные утечки тепло- носителя	т/ч	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели го- рячего водоснабжения	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Объем аварийной подпитки (химически не обработан- ной и не деаэрированной во- дой)	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	т/ч	2,935	2,935	2,935	2,935	2,935
	Доля резерва	%	97,84%	97,84%	97,84%	97,84%	97,84%
	Располагаемая производи- тельность ВПУ	т/ч	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800
Котельная п. Ор- ловка	Срок службы	лет	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
	Количество баков-аккумуля- ляторов теплоносителя	шт.	0	0	0	0	0
	Общая емкость баков-аккумуля- ляторов	тыс.м³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Расчетный часовой расход для подпитки системы теп- лоснабжения	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 тепло- носителя	т/ч	0,091	0,091	0,091	0,091	0,091

Источник теплоснабжения	Параметр	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
	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	0,000
	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 2019 – 2023 гг., тыс.м³

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
ИТОГО подпитка, в том числе:	тыс. м ³	1 836,76	1 486,47	1 174,66	1 154,83	1209,77
В том числе нормативные утечки теплоносителя в сетях (ТС)	тыс. м ³	901,20	886,52	884,36	884,36	884,36
Сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	935,56	599,94	290,30	270,47	325,41
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 2019–2023 гг., тыс.м³

Источник теплоснабжения	Параметр	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
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

Источник теплоснабжения	Параметр	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
	- 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.

8 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	141709.82	546025.35	628434	628434	529700.945	59301.17
	мазут	т	1085.204	9047.195	7721.951	7721.951	10810.731	2410.448
	газ	тыс. м³	0	201481.716	201481.716	201481.716	240362.451	0
2022	уголь	т	59301.17	195257.57	158328	158328	133753.538	96230.74
	мазут	т	2410.448	816.7	1206.7	1206.7	1689.38	2020.448
	газ	тыс. м³	0	530205.609	530205.609	530205.609	630656.746	0
2023	уголь	т	96 230,74	121 864,65	109 363,00	109 363,00	91 987,31	108 732,39
	мазут	т	2 020,45	189,72	844,72	844,72	1 182,61	1 365,45
	газ	тыс. м³	0	565 204,45	565 204,45	565 204,45	669 873,72	0

В 2023 году потребление топлива на котельных ЗАТО Северск составило около 763 тыс. т.у.т., газа – 669,874 тыс. т.у.т., или 87,78 %, уголь – 91,987 тыс. т.у.т., или 12,06 %, мазут – 1,183 тыс. т.у.т., или 0,16 %.

8.1.2 Котельные

Структура топливопотребления котельными ЗАТО Северск по видам потребляемого основного топлива:

– ЦОК п. Самусь (ООО «Тепло Плюс») – природный газ (за 2023 г. фактический расход природного газа на производство тепла составил 7,45 млн.м³);

- Котельная по ул. Камышка п. Самусь (ООО «Тепло Плюс») – каменный уголь (на 2023 г. плановый расход каменного угля на производство тепла составил 0,598 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 0,248 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
ООО «Тепло Плюс»	7446,953	—	—
ООО «Тепло Плюс», ул. Камышка	—	598,10	—
ООО «Уют Орловка» п. Орловка	—	—	247,88

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 $Q_{\text{нр}} = (8320 - 8370)$ ккал/нм³. 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.

№ 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 № 31993).

В соответствии с приказом Министерства энергетики № № 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. № 442 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 23, ст. 3008; 2013, №1, ст.45, ст.68; № 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	ОНЗТ, тыс т	Макс. возможный объем хранения на станции, тыс. т
уголь	54,592	280,000
мазут	1,269	14,400

Из приведенной таблицы видно, что фактические запасы топлива полностью удовлетворяют установленным нормативам, а по основному 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 ООО «Тепло Плюс» 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 ООО «Тепло Плюс»	–	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);
- алага (рабочая) W_{tr} не более 17%;
- зольность (сухая) Ad не более 12%;

- выход летучих веществ V_{daf} – 17-27%;
- низшая теплота сгорания Q_{ir} 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					Типовая форма УПД-35							
УДОСТОВЕРЕНИЕ № 623					2015 г.							
о качестве угля антрацита												
Результат анализа					Марка Уголь каменный энергетический ГОСТ Р51586-2000 Класс 0-300							
<table border="1"> <tr> <th>W_i %</th> <th>A^d %</th> <th>V^{ad} %</th> <th>Q_i ккал/кг</th> </tr> <tr> <td>10.0</td> <td>10.1</td> <td>19.5</td> <td>5698</td> </tr> </table>	W_i %	A^d %	V^{ad} %	Q_i ккал/кг	10.0	10.1	19.5	5698	г. Мыски, ул. Советская, 50 <small>почтовый адрес</small>			
W_i %	A^d %	V^{ad} %	Q_i ккал/кг									
10.0	10.1	19.5	5698									
27 октября 2015 г. Начальник лаборатории Печать лаборатории					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 Вес пробы лабораторной 506 г. печатью арбитражной 513 г. Фактическое содержание видимой породы _____ %, фактическое содержание мелочи _____ %. Уголь принят по наружному осмотру и данным предварительного опробования.							
Жугдыбина О.Г. <small>Фамилия</small>					27 октября 2015 г.							

Рисунок 8.1 – Удостоверение качества угля, поставляемого для ТЭЦ АО «СХК»

ЦОК п. Самусь (ООО «Тепло Плюс»)

Основной вид топлива – природный газ.

Поставка природного газа для котельной ООО «Тепло Плюс» 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 ООО «Тепло Плюс» 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 (ООО «Тепло Плюс»)

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 iso-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.

9 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 $R_{ит} = 0,97$;
- тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;
- потребителя тепловой энергии $R_{пт} = 0,99$;
- СЦТ в целом $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

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 (K_g) 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 восстановлением (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 λ с учетом времени его эксплуатации [9]:

$$\lambda = \lambda^{\text{нач}} \cdot (0,1 \cdot \tau^{\text{экспл}})^{\alpha-1}, 1/(\text{км} \cdot \text{ч}), \quad (9.1)$$

где $\lambda^{\text{нач}}$ – начальная интенсивность отказов теплопровода, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, $1/(\text{км} \cdot \text{ч})$; $\tau^{\text{экспл}}$ – продолжительность эксплуатации участка, лет; α – коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации участка:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau^{\text{экспл}} \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau^{\text{экспл}} \leq 17 \\ 0,5 \cdot e^{\left(\frac{\tau^{\text{экспл}}}{20}\right)} & \text{при } \tau^{\text{экспл}} > 17 \end{cases} \quad (9.2)$$

Интенсивность отказов ЗРА (одной единицы):

$$\lambda_{\text{зра}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}. \quad (9.3)$$

Параметр потока отказов элементов ТС (участков ТС и ЗПА):

Параметр потока отказов участков ТС:

$$\omega = \lambda \cdot L, 1/\text{ч}, \quad (9.4)$$

где L – длина участка ТС, км;

Параметр потока отказов ЗРА:

$$\omega_{\text{зра}} = \lambda_{\text{зра}} = 2,28 \cdot 10^{-7}, 1/\text{ч}. \quad (9.5)$$

Среднее время до восстановления элементов ТС [4]

Среднее время до восстановления участков ТС:

$$z^B = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{\text{сз}}) \cdot d^{1,2}], \text{ ч} \quad (9.6)$$

где: $L_{\text{сз}}$ - 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 $L_{\text{сз}}$ 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:

$$\mu = \frac{1}{z_i^B}, 1/\text{ч} \quad (9.7)$$

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:

$$t_{j,f}^B = t^{HP} + \frac{t_j^{BP} - t^{HP} - \bar{q}_{j,f} (t_j^{BP} - t^{HP})}{e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}} + \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{BP} - t^{HP}), \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (9.10)$$

где t_j^{BP} - расчетная температура воздуха в здании j -го потребителя, $^\circ\text{C}$; t^{HP} - расчетная для отопления температура наружного воздуха, $^\circ\text{C}$; $\bar{q}_{j,f}$ – часовой расход тепла у j -го потребителя при отказе f -го элемента при t^{HP} , Гкал/ч; q_j^P – расчетная часовая нагрузка j -го потребителя при t^{HP} , 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^{HP} ; z_f^B - 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]):

$$P_j = e^{-[p_0 \cdot \Sigma_f(\omega_f \cdot \tau_{j,f}^{\text{пав}})]}, \quad (9.12)$$

где $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ – продолжительность (число часов) стояния в течение отопительного периода температуры наружного воздуха $t^{\text{н}}$ ниже $t_{j,f}^{\text{пав}}$ – температура наружного воздуха, при которой время восстановления f -го элемента $z_f^{\text{в}}$ равно временному резерву j -го потребителя, т.е. времени снижения температуры воздуха в здании j -го потребителя до минимально допустимого значения $t_{j,\text{min}}^{\text{в}}$.

С помощью величин $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ и $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ выделяется доля отопительного сезона, в течение которой выход в аварию f -го элемента влияет на величину P_j .

Температура наружного воздуха $t_{j,f}^{\text{пав}}$, 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):

$$t_{j,f}^{\text{пав}} = \frac{t_j^{\text{вп}} - t_{j,\text{min}}^{\text{в}} \cdot e^{\left(\frac{z_f^{\text{в}}}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^{\text{в}}}{\beta_j}\right)}} \quad (9.13)$$

При $\bar{q}_{j,f} > 0$:

$$t_{j,f}^{\text{пав}} = \frac{t_j^{\text{вп}} - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{\text{вп}} - t^{\text{нп}}) - \left(t_{j,\text{min}}^{\text{в}} - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{\text{вп}} - t^{\text{нп}})\right) \cdot e^{\left(\frac{z_f^{\text{в}}}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^{\text{в}}}{\beta_j}\right)}} \quad (9.14)$$

Здесь $t_{j,\text{min}}^{\text{в}}$ – минимально допустимая температура воздуха в здании j -го потребителя, °С.

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], $t_{j,\text{min}}^{\text{в}}$ – 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 $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ – числа часов стояния температуры наружного воздуха ниже $t_{j,f}^{\text{пав}}$

Если $t_{j,f}^{pав}$ 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 $\tau_{j,f}^{pав}$ берется равной продолжительности отопительного периода.

Если $t_{j,f}^{pав}$ оказывается равной t^{HP} , отказ f-го элемента влияет на теплоснабжение j-го потребителя только при температурах ниже расчетных и $\tau_{j,f}^{pав}$ в формуле (9.14) берется равной $\tau^{мин}$ - числу часов стояния температуры наружного воздуха ниже t^{HP} .

Если $t_{j,f}^{pав} < t^{мин}$ (минимальная температура наружного воздуха), отказ f-го элемента не влияет на теплоснабжение j-го потребителя и в формуле (9.14) $\tau_{j,f}^{pав}$ берется равной нулю.

Если $t^{мин} < t_{j,f}^{pав} < t^{HP}$, то $\tau_{j,f}^{pав} = \frac{t^{HP} - t_{j,f}^{pав}}{t^{HP} - t^{мин}} \times \tau^{мин}$.

Если $t^{HP} < t_{j,f}^{pав} < +8$ оС, то $0 < \tau_{j,f}^{pав} < \tau^{от}$ и значение $\tau_{j,f}^{pав}$ определяется по графику продолжительностей стояния температур (график Россандера) [17]:

$$\tau_{j,f}^{pав} = \tau^{хол} + (\tau^{от} - \tau^{хол}) \cdot \left(\frac{t_{j,f}^{pав} - t^{HP}}{8 - t^{HP}} \right)^{\frac{t^{н ср} - t^{HP}}{8 - t^{HP}}}, \quad (9.15)$$

где: $\tau^{хол}$ - 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, оС.

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:

$$Q_j^- = \left(g_j^p - \sum_{f=0} p_f g_{j,f} \right) \cdot (\tau_1^p - \tau_2^p) \cdot \frac{t_j^{вп} - t^{н ср}}{t_j^{вп} - t^{HP}} \cdot \tau^{от} \cdot 10^{-3}, \text{ Гкал} \quad (9.16)$$

где g_j^p - расчетный при t^{HP} 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^{HP}) температуры воды в подающей и обратной магистралях ТС, оС.

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 $\lambda_i \gg \lambda_{нач}$, 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 p_0 и вероятности состояний тепловой сети с отказом одного из элементов p_f .

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 $t_{j,f}^6$.

Шаг 7. По значениям температуры воздуха в зданиях потребителей в конце периода восстановления теплоснабжения $t_j^{6,p}$ должны определяться участки тепловой сети, отказы которых нарушают расчетный уровень теплоснабжения потребителей, и формироваться множества f_j для расчета коэффициентов готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения потребителей K_j с использованием зависимости 11.

Временной резерв потребителей должен учитываться при определении P_j через повторяемость $\tau_{j,f}^{pav}$ температур наружного воздуха $t_{j,f}^{pav}$, при которых время восстановления элемента равно временному резерву потребителя.

Для учета временного резерва потребителей (при определении P_j) 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 $t_{j,f}^{рав}$;

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 K_j и вероятности обеспечения пониженного уровня теплоснабжения потребителей P_j .

Шаг 9. После расчета показателей надежности K_j и P_j 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 2035 года, проведен анализ повреждаемости на тепловых сетях с учетом отопительного периода в 2023 году.

По данным ОАО «ТС», количество повреждений на тепловых сетях в 2021 году составило 122 ед., в 2022 году – 173 ед. (таблица 9.2). То есть наблюдается рост количества повреждений по сравнению с 2019 годом – почти в 2 раза.

Таблица 9.2 – Фактические показатели частоты повреждаемости тепловых сетей ОАО «ТС» и тепловых сетей потребителей

Наименование показателя	2019	2020	2021	2022	2023
Количество повреждений в тепловых сетях, в том числе:..	87	99	122	173	262
- в отопительный период	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
- в летний период (период испытаний)	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Всего	87	99	122	173	262

Примечание: В скобках приведено в том числе количество повреждений в тепловых сетях потребителей.

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 01.01.2024 г. оценивается как высокий. Общая протяженность тепловых сетей, нуждающихся в замене составляет более 320 км в однострубно 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 установленным параметрам 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^{BP} , °C	t_{min}^B , °C	$q_{пр}$, 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 $\lambda=1,2 \cdot 10^{-7} 1/(\text{км} \cdot \text{ч})$, 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 $\varphi_k^{ab} = 0,5 \dots 0,7$ [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 $\lambda^{\text{нач}}$, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, принята равной фактической $1,2 \cdot 10^{-7} 1/(\text{км} \cdot \text{ч})$.

Таблица 9.5 – Технические характеристики и показатели надежности элементов ТС (расчетный путь 1)

№ элемента	Начало участка	Длина участка, м	$d_{\text{вн}}$, м	$\tau^{\text{экспл}}$, лет	λ , $1/(\text{км} \cdot \text{ч})$	ω , $1/\text{ч}$	z^B , ч	μ , $1/\text{ч}$	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

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

№ элемента	Начало участка	Длина участка, м	$d_{\text{вн}}, \text{м}$	$\tau_{\text{экспл}}, \text{лет}$	$\lambda, 1/(\text{км} \cdot \text{ч})$	$\omega, 1/\text{ч}$	$z^B, \text{ч}$	$\mu, 1/\text{ч}$	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f_{P_f}
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	K1M	128,86	0,5	9	2.40E-07	3.09E-08	27.01	3.7023E-02	8.1158E-07
6	K2	102,23	0,5	8	2.40E-07	2.45E-08	27.01	3.7023E-02	6.4386E-07
7	K2a	314,4	0,6	8	2.40E-07	7.54E-08	32.90	3.0392E-02	2.4122E-06
8	K3	164,53	0,6	8	2.40E-07	3.94E-08	32.90	3.0392E-02	1.2623E-06
9	K4	25,58	0,6	8	2.40E-07	6.13E-09	32.90	3.0392E-02	1.9626E-07
10	K4a(м)	139,56	0,6	8	2.40E-07	3.34E-08	32.90	3.0392E-02	1.0708E-06
11	K5	231,63	0,6	8	2.40E-07	5.55E-08	32.90	3.0392E-02	1.7771E-06
12	K6"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	K8м	67,96	0,6	45	6.69E-05	4.54E-06	32.90	3.0392E-02	1.4545E-04
15	K9м	278,3	0,5	45	6.69E-05	1.86E-05	27.01	3.7023E-02	4.8895E-04
16	K10м	325,99	0,5	45	6.69E-05	2.18E-05	27.01	3.7023E-02	5.7274E-04
17	K12	141,19	0,6	45	6.69E-05	9.45E-06	32.90	3.0392E-02	3.0219E-04
18	K13	312,48	0,5	45	6.69E-05	2.09E-05	27.01	3.7023E-02	5.4900E-04
19	K14	358,05	0,5	45	6.69E-05	2.39E-05	27.01	3.7023E-02	6.2907E-04
20	K15м	3,94	0,5	45	6.695E-05	2.63E-07	27.01	3.7023E-02	6.9223E-06
21	K16м	297,43	0,5	6	2.400E-07	7.13E-08	27.01	3.7023E-02	1.8733E-06
22	K17м	158,28	0,5	45	6.695E-05	1.05E-05	27.01	3.7023E-02	2.7809E-04
23	K18м	153,88	0,5	45	6.695E-05	1.03E-05	27.01	3.7023E-02	2.7036E-04
24	K19м (д,з)	57,4	0,5	45	6.695E-05	3.84E-06	27.01	3.7023E-02	1.0085E-04
25	K20м	131,95	0,5	45	6.695E-05	8.83E-06	27.01	3.7023E-02	2.3183E-04
26	K21м (з)	238,17	0,5	45	6.695E-05	1.59E-05	27.01	3.7023E-02	4.1845E-04
27	K22м (д)	54,84	0,5	45	6.695E-05	3.67E-06	27.01	3.7023E-02	9.6350E-05
28	K23м	171,46	0,5	45	6.695E-05	1.147E-05	27.01	3.7023E-02	3.0124E-04
29	K24м	79,99	0,5	45	6.695E-05	5.355E-06	27.01	3.7023E-02	1.4054E-04
30	K25м	108,63	0,5	45	6.695E-05	7.27E-06	27.01	3.7023E-02	1.9085E-04
31	K26м	201,96	0,5	45	6.695E-05	1.35E-05	27.01	3.7023E-02	3.5483E-04
32	K27м (з)	180,13	0,5	45	6.695E-05	1.20E-05	27.01	3.7023E-02	3.1647E-04
33	K28	257,88	0,5	45	6.695E-05	1.72E-05	27.01	3.7023E-02	4.5308E-04
34	K29м (з)	161,89	0,5	45	6.695E-05	1.08E-05	27.01	3.7023E-02	2.8443E-04
35	K30м	99,68	0,5	45	6.695E-05	6.67E-06	27.01	3.7023E-02	1.7513E-04
36	K31м	199,94	0,5	45	6.695E-05	1.33E-05	27.01	3.7023E-02	3.5128E-04
37	K32(з)	321,13	0,4	45	6.695E-05	2.15E-05	21.35	4.6840E-02	4.4595E-04
38	K33м	317,06	0,4	45	6.695E-05	2.12E-05	21.35	4.6840E-02	4.4030E-04
39	K34м	60,93	0,5	45	6.695E-05	4.07E-06	27.01	3.7023E-02	1.0705E-04
40	K35м	34,43	0,5	45	6.695E-05	2.30E-06	27.01	3.7023E-02	6.0491E-05
41	K36м	2,8	0,5	45	6.695E-05	1.87E-07	27.01	3.7023E-02	4.9194E-06
42	K37м(з)	5,09	0,5	45	6.695E-05	3.40E-07	27.01	3.7023E-02	8.9427E-06
43	K38м	128,51	0,5	45	6.695E-05	8.60E-06	27.01	3.7023E-02	2.2578E-04

№ элемента	Начало участка	Длина участка, м	$d_{вн}$, м	$\tau_{экспл}$, лет	λ , 1/(км·ч)	ω , 1/ч	z^B , ч	μ , 1/ч	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f_{pf}
44	K39	3,48	0,5	45	6.695E-05	2.32E-07	27.01	3.7023E-02	6.1141E-06
45	K40	103,85	0,5	45	6.695E-05	6.95E-06	27.01	3.7023E-02	1.8246E-04
46	K41	205,55	0,5	45	6.695E-05	1.37E-05	27.01	3.7023E-02	3.6114E-04
47	K42	169,67	0,5	45	6.695E-05	1.13E-05	27.01	3.7023E-02	2.9810E-04
48	K43	46,63	0,5	45	6.695E-05	3.12E-06	27.01	3.7023E-02	8.1925E-05
49	K43a	122,88	0,5	45	6.695E-05	8.22E-06	27.01	3.7023E-02	2.1589E-04
50	K44	139,92	0,4	45	6.695E-05	9.36E-06	21.35	4.6840E-02	1.9431E-04
51	K45(з)	168,89	0,4	45	6.695E-05	1.13E-05	21.35	4.6840E-02	2.3454E-04
52	ТПЗ	222,5	0,4	4	2.400E-07	5.34E-08	21.35	4.6840E-02	1.1076E-06
53	K45(з)	121,26	0,4	45	6.695E-05	8.11E-06	21.35	4.6840E-02	1.6839E-04
54	K45(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.

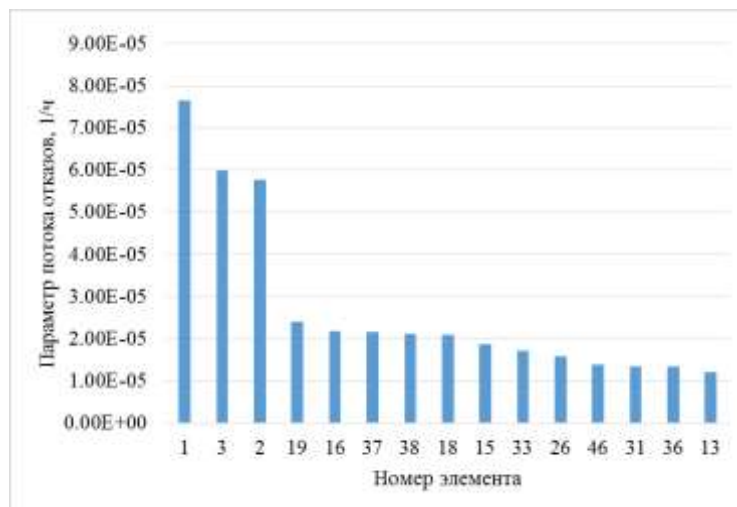


Рисунок 9.1 – Параметр потока отказов наиболее ненадежных элементов ЮМ-1 (расчетный путь 1)

Большие значения параметра потока отказов 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 $\lambda^{\text{нач}}$, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, принята равной фактической $1,2 \cdot 10^{-7} \text{ 1/(км} \cdot \text{ч)}$.

Таблица 9.6 – Технические характеристики и показатели надежности элементов ТС (расчетный путь 5)

№ элемента	Начало участка	Длина участка, м	$d_{\text{вн}}, \text{ м}$	$\tau^{\text{экспл}}, \text{ лет}$	$\lambda, \text{ 1/(км} \cdot \text{ч)}$	$\omega, \text{ 1/ч}$	$z^B, \text{ ч}$	$\mu, \text{ 1/ч}$	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	27.02	0.7	50	8.6864E-04	2.3471E-04	39.00	2.5642E-02	7.1149E-04

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

№ элемента	Начало участка	Длина участка, м	$d_{вн}$, м	$\tau_{экспл}$, лет	λ , 1/(км·ч)	ω , 1/ч	z^B , ч	μ , 1/ч	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f p_f
	Иглаково				-04	-05	00	-02	
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

№ элемента	Начало участка	Длина участка, м	$d_{вн}$, м	$\tau_{экспл}$, лет	λ , 1/(км·ч)	ω , 1/ч	z^B , ч	μ , 1/ч	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f p_f
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.

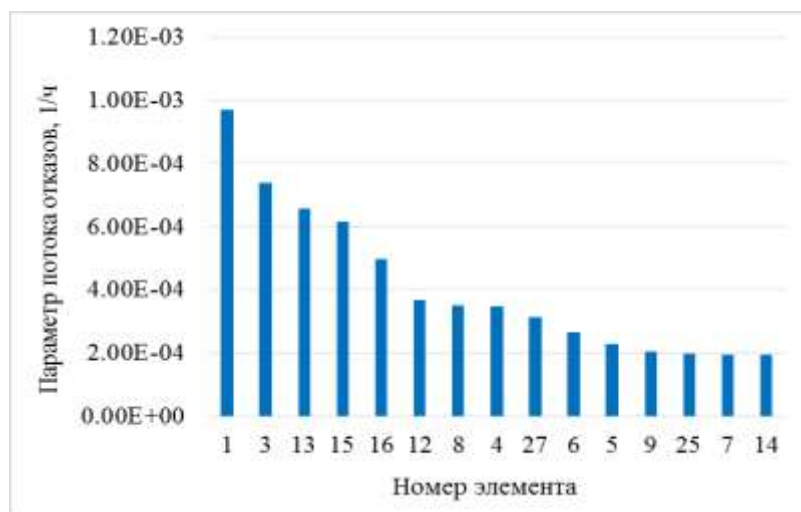


Рисунок 9.2 – Параметр потока отказов наиболее ненадежных элементов ЮМ-2 (расчетный путь 5)

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 $\lambda^{\text{нач}}$, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, принята равной фактической $1,2 \cdot 10^{-7} \text{ 1/(км} \cdot \text{ч)}$.

Таблица 9.7 – Технические характеристики и показатели надежности элементов ТС (расчетный путь 8)

№ элемента	Начало участка	Длина участка, м	$d_{\text{вн}}, \text{м}$	$\tau_{\text{экспл}}, \text{лет}$	$\lambda, 1/(\text{км} \cdot \text{ч})$	$\omega, 1/\text{ч}$	Среднее	$\mu, 1/\text{ч}$	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f p_f
1	ТРУ	1168,6	1	40	1.0057 E-05	1.1753 E-05	58.27	1.7160 E-02	6.8073E-04
2	Врезка на Иглаково	1811,99	1	40	1.0057 E-05	1.8224 E-05	58.27	1.7160 E-02	1.0555E-03
3	Т6	933,93	1	40	1.0057 E-05	9.3928 E-06	58.27	1.7160 E-02	5.4403E-04
4	ТП-5	2552,51	1	40	1.0057 E-05	2.5671 E-05	58.27	1.7160 E-02	1.4869E-03
5	ТП-3	587,36	1	40	1.0057 E-05	5.9072 E-06	58.27	1.7160 E-02	3.4215E-04
6	УТ-2а	1890	1	40	1.0057 E-05	1.9008 E-05	58.27	1.7160 E-02	1.1010E-03
7	УТ-5	378,44	0,7	40	1.0057 E-05	3.8061 E-06	39.00	2.5642 E-02	1.4752E-04
8	УТ-6	268,08	0,7	40	1.0057 E-05	2.6961 E-06	39.00	2.5642 E-02	1.0450E-04
9	УТ-6а	108,73	0,7	40	1.0057 E-05	1.0935 E-06	39.00	2.5642 E-02	4.2386E-05
10	УТ-7	1052,69	0,7	40	1.0057 E-05	1.0587 E-05	39.00	2.5642 E-02	4.1036E-04
11	УТ-10	291,37	0,6	40	1.0057 E-05	2.9304 E-06	32.90	3.0392 E-02	9.5834E-05
12	УТ-11	175,77	0,25	40	1.0057 E-05	1.7678 E-06	13.40	7.4617 E-02	2.3547E-05
13	УТ-12	263,81	0,25	37	4.1576 E-06	1.0968 E-06	13.40	7.4617 E-02	1.4610E-05
14	УТ-13	110,37	0,25	37	4.1576 E-06	4.5887 E-07	13.40	7.4617 E-02	6.1122E-06
15	УТ-14	41,52	0,125	37	4.1576 E-06	1.7262 E-07	7.48	1.3372 E-01	1.2830E-06
16	К8	59,18	0,125	37	4.1576 E-06	2.4605 E-07	7.48	1.3372 E-01	1.8288E-06
17	К9	43,18	0,1	37	4.1576 E-06	1.7952 E-07	6.41	1.5611 E-01	1.1430E-06
18	К10	49,45	0,1	37	4.1576 E-06	2.0559 E-07	6.41	1.5611 E-01	1.3089E-06
19	К11	43,67	0,1	37	4.1576 E-06	1.8156 E-07	6.41	1.5611 E-01	1.1559E-06
20	К12	46,09	0,1	37	4.1576 E-06	1.9162 E-07	6.41	1.5611 E-01	1.2200E-06
21	К13	39,73	0,1	37	4.1576 E-06	1.6518 E-07	6.41	1.5611 E-01	1.0516E-06
22	К13а	34,44	0,1	37	4.1576 E-06	1.4319 E-07	6.41	1.5611 E-01	9.1162E-07
23	К14	17,85	0,05	37	4.1576 E-06	7.4213 E-08	4.43	2.2558 E-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.

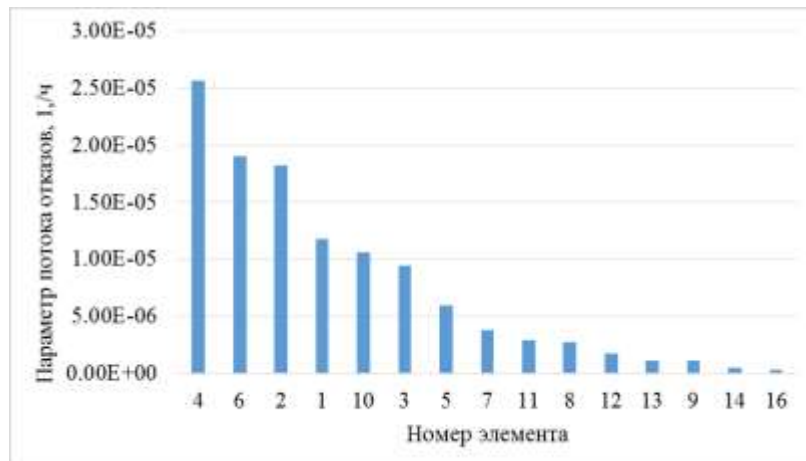


Рисунок 9.3 – Параметр потока отказов наиболее ненадежных элементов ЮМ-3 (расчетный путь 8)

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 состо- яния ТС P_0 , отн.ед.	Коэффициент го- товности к обеспе- чению расчетного теплоснабжения потребителя K_j , отн.ед.	Вероятность без- отказного тепло- снабжения потре- бителя 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

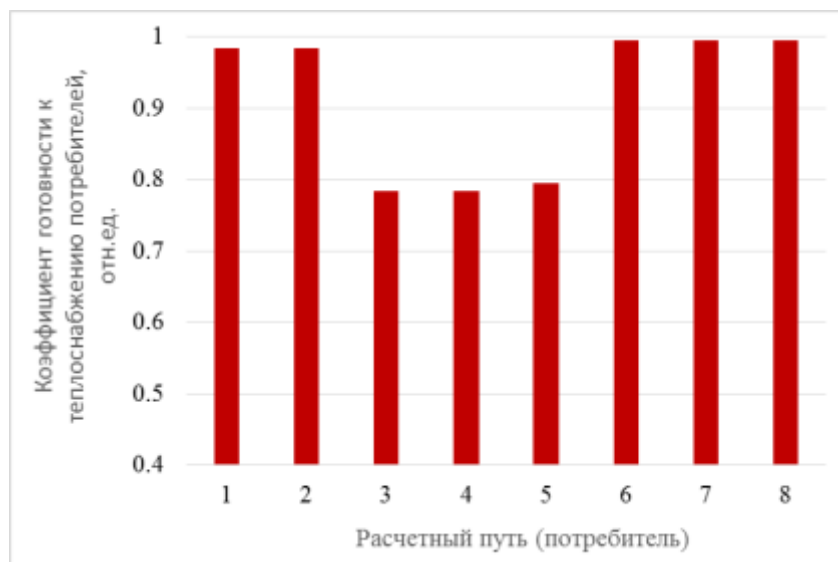


Рисунок 9.4 – Сопоставление коэффициентов готовности K_j с нормативным значением

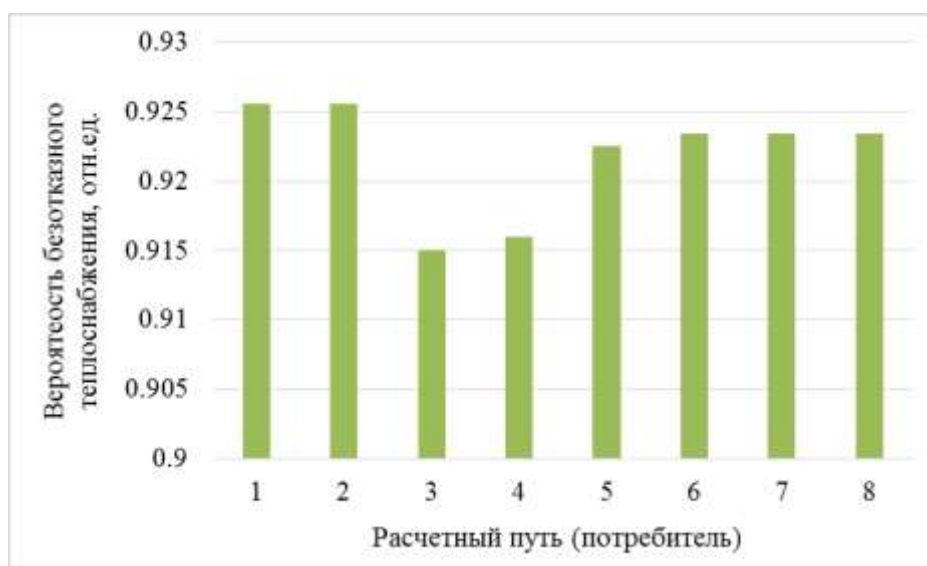


Рисунок 9.5 – Сопоставление вероятностей P_j с нормативным значением

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 2035 г.

При проведении оценки надежности перспективного состояния системы теплоснабжения ЗАТО Северск до 2035 года разработчики актуализированной схемы теплоснабжения исходили из того, что 2035 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 2035 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 $\lambda^{\text{нач}}$, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, принята равной фактической $1,2 \cdot 10^{-7} 1/(\text{км} \cdot \text{ч})$.

Таблица 9.10 – Технические характеристики и показатели надежности элементов ТС (расчетный путь 5)

№ элемента	Начало участка	Длина участка, м	$d_{\text{вн}}, \text{м}$	$\tau^{\text{экспл}}, \text{лет}$	$\lambda, 1/(\text{км} \cdot \text{ч})$	$\omega, 1/\text{ч}$	$z^B, \text{ч}$	$\mu, 1/\text{ч}$	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

№ элемента	Начало участка	Длина участка, м	$d_{\text{вн}},$ м	$\tau^{\text{экспл}},$ лет	$\lambda,$ 1/(км·ч)	$\omega,$ 1/ч	$z^{\text{в}},$ ч	$\mu,$ 1/ч	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f p_f
20	K2м	43.08	0.7	18	2.7471E-07	1.1834E-08	39.00	2.5642E-02	4.2888E-07
21	K2в	224.44	0.7	18	2.7471E-07	6.1656E-08	39.00	2.5642E-02	2.2344E-06
22	K2гм	132.98	0.5	18	2.7471E-07	3.6531E-08	27.01	3.7023E-02	9.1693E-07
23	K2м(з)	180.9	0.5	1	3.8037E-07	6.8810E-08	27.01	3.7023E-02	1.7271E-06
24	K3м(з)	208.49	0.5	50	8.6864E-04	1.8110E-04	27.01	3.7023E-02	4.5457E-03
25	K4м	226.95	0.5	50	8.6864E-04	1.9714E-04	27.01	3.7023E-02	4.9482E-03
26	K5ам	9.12	0.5	50	8.6864E-04	7.9220E-06	27.01	3.7023E-02	1.9884E-04
27	K5бм	363.01	0.5	50	8.6864E-04	3.1533E-04	27.01	3.7023E-02	7.9147E-03
28	K6м	194.52	0.5	50	8.6864E-04	1.6897E-04	27.01	3.7023E-02	4.2411E-03
29	K7м(з)	188.88	0.5	50	8.6864E-04	1.6407E-04	27.01	3.7023E-02	4.1182E-03
36	K7ам	52.33	0.125	49	4.8880E-04	2.5579E-05	7.48	1.3372E-01	1.7776E-04
37	K1	62.38	0.125	1	3.8037E-07	2.3728E-08	7.48	1.3372E-01	1.6489E-07
39	K2	41.57	0.125	49	4.8880E-04	2.0319E-05	7.48	1.3372E-01	1.4121E-04
41	K3	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.

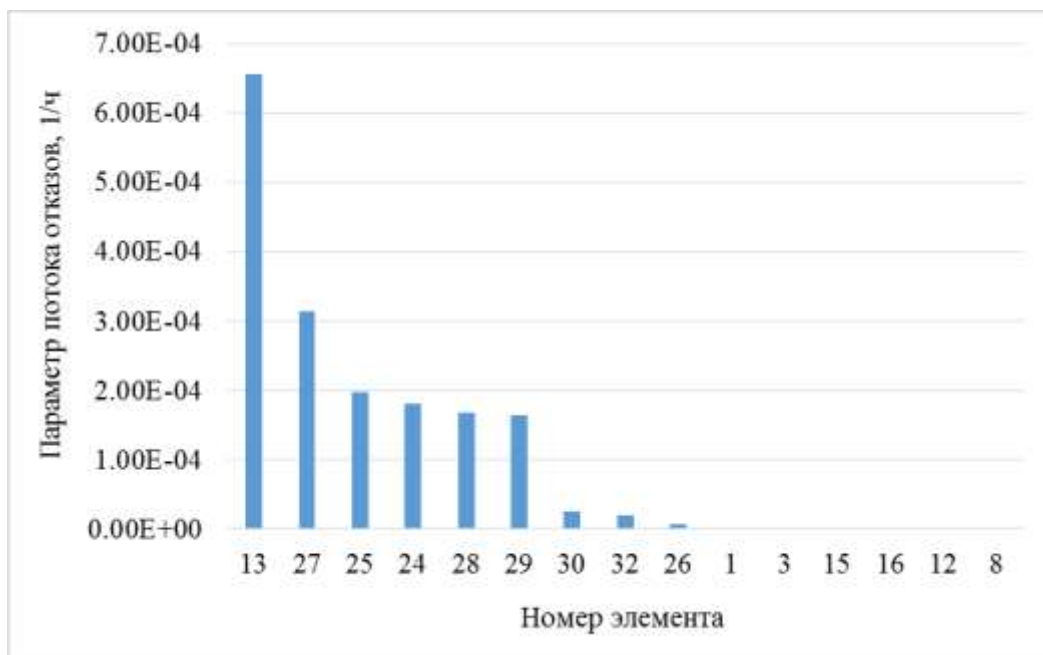


Рисунок 9.6 – Параметр потока отказов наиболее ненадежных элементов ЮМ-2
(расчетный путь 5)

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 $\varphi_k^{ab} = 0,9 \dots 0,95$.

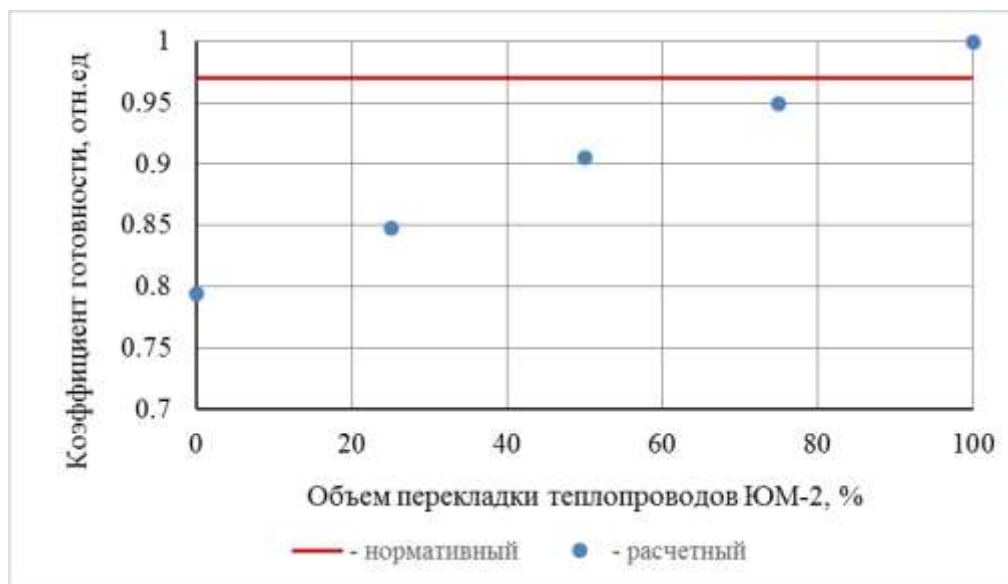


Рисунок 9.7 – Зависимость коэффициента готовности к теплоснабжению конечных потребителей от объема перекладки теплопроводов ЮМ-2 (объем резервирования 0,7)

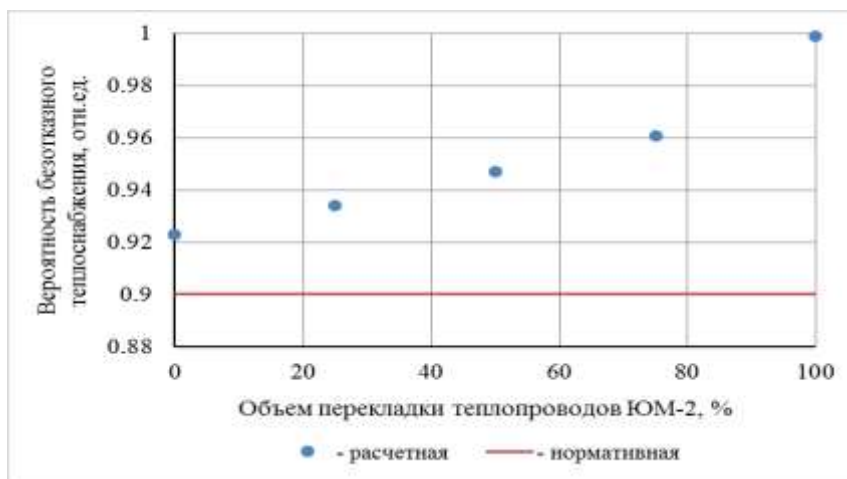


Рисунок 9.8 – Вероятность безотказного теплоснабжения конечных потребителей от объема перекладки теплопроводов ЮМ-2 (объем резервирования 0,7)

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: $t^{нр} = -39^{\circ}\text{C}$. Продолжительность отопительного периода: $\tau^{от} = 5592$ ч = 233 суток = 0,639 года. Средняя температура отопительного периода: $t^{н ср} = -7,8^{\circ}\text{C}$. Тепловая энергия подается потребителям по двухтрубным водяным ТС, проложенным преимущественно в непроходных каналах. ТС тупиковая без колец.

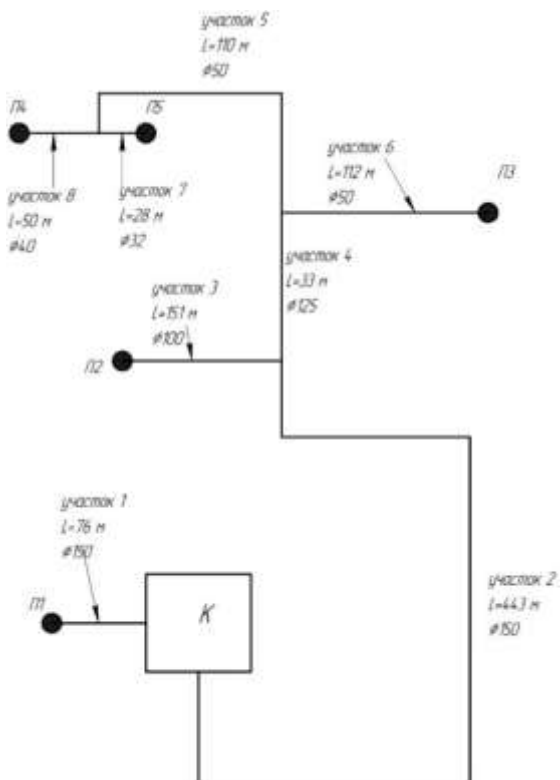


Рисунок 9.9 – Принципиальная схема системы теплоснабжения ООО «Уют Орловка»

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 $\lambda^{\text{нач}} = 1,14 \cdot 10^{-5} 1/(\text{км} \cdot \text{ч})$ для двухтрубной системы. Значения параметра потока отказов элементов ТС, приведены на рисунке 9.10 и в таблице 9.11.

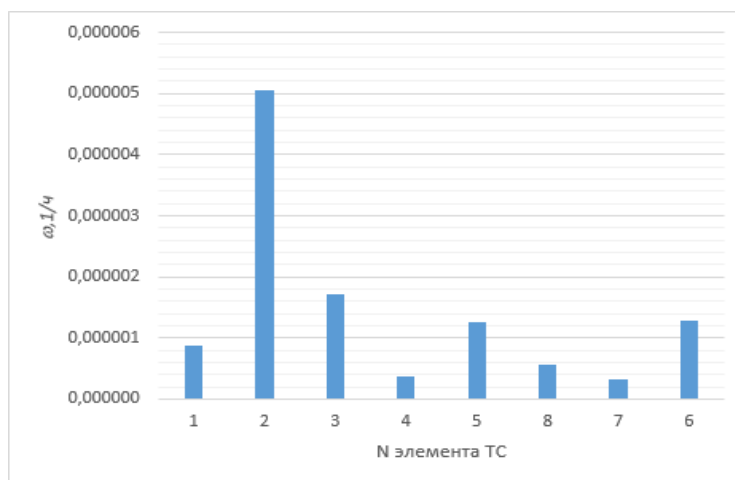


Рисунок 9.10 – Параметр потока отказов ТС ООО «Уют Орловка»

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	$\tau_{\text{экспл}}$	λ	ω	z^B	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	β_j ,	t_{jmin}^B ,	P_j	K_j
J	Гкал/ч	ч	°C	-	-
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 АО « Тепло П» филиал «Теплоснабжение»

Для тепловых сетей, эксплуатирующихся ООО «Тепло Плюс», источником теплоты является котельная по ул. Камышка п. Самусь с присоединенной тепловой нагрузкой 1,334 Гкал/ч. Расчетная температура наружного воздуха: $t^{np} = -39^{\circ}\text{C}$. Продолжительность отопительного периода: $\tau^{от} = 5592 \text{ ч} = 233 \text{ суток} = 0,639 \text{ года}$. Средняя температура отопительного периода: $t^{н ср} = -7,8^{\circ}\text{C}$. 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 АО «Тепло П» филиал «Теплоснабжение» приведены в таблице 9.13.

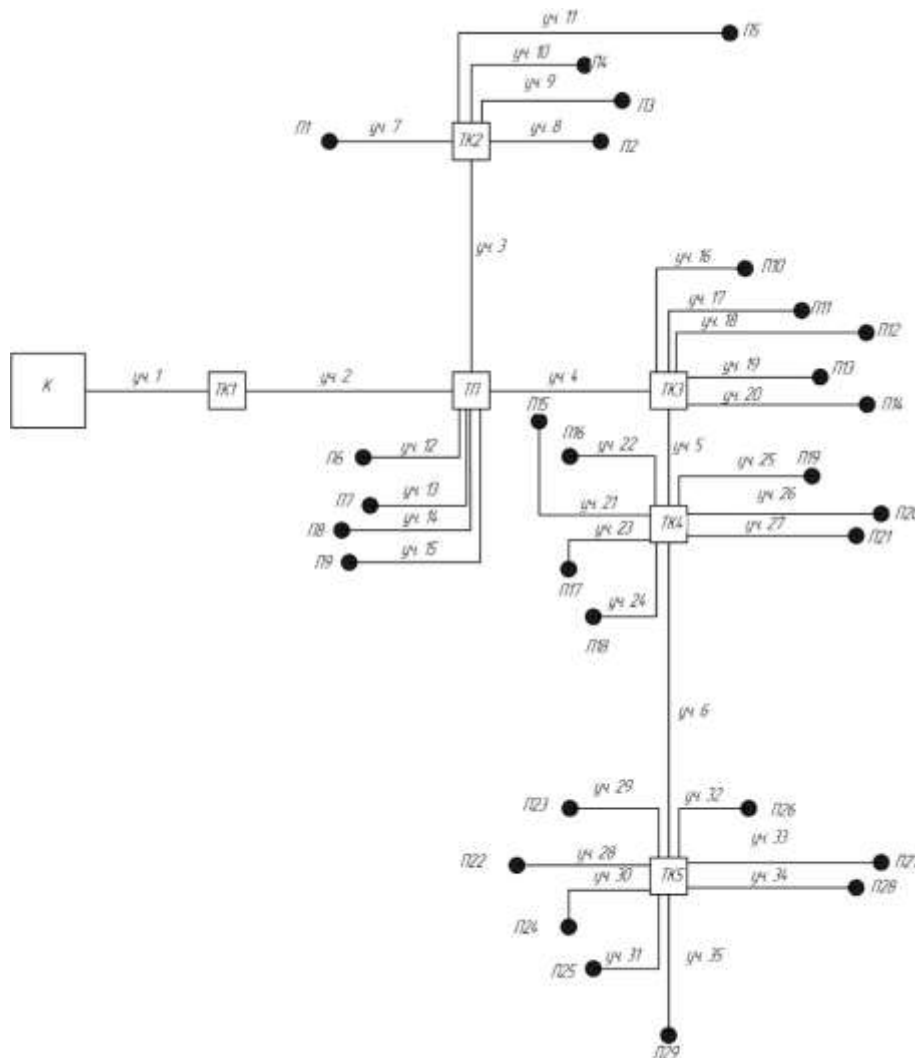


Рисунок 9.11 – Принципиальная схема системы теплоснабжения котельной по ул. Камышка п. Самусь

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 $\lambda^{\text{нач}} = 5,7 \cdot 10^{-6} \text{ 1/км}\cdot\text{ч}$.

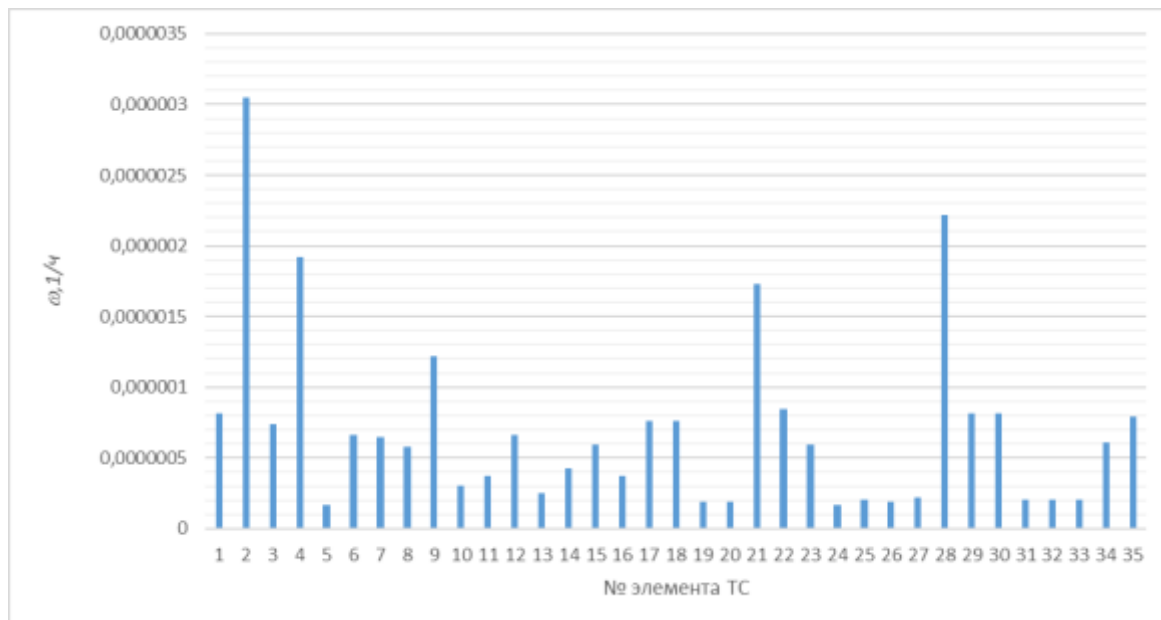


Рисунок 9.12 – Параметр потока отказов ТС АО «Тепло П» филиал «Теплоснабжение»

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 АО «Тепло П» филиал «Теплоснабжение»

№ элемента	Длина участка	dвн	$\tau^{\text{экспл}}$	λ	ω	z^B	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

№ элемента	Длина участка	d _{вн}	$\tau_{\text{экспл}}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	М	лет	1/(км*ч)	1/ч	ч	1/ч	p_f
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 АО « Тепло П» филиал «Теплоснабжение»

№ Потребителя	β_j ,	t_{jmin}^B ,	P_j	K_j
J	ч	°C	-	-
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

№ Потребителя	β_j	t_{jmin}^B	P_j	K_j
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 ($K_{\text{норм}} = 0,97$; $P_{\text{норм}} = 0,9$) показывает, что показатели надежности сети, эксплуатирующийся организацией ООО «Сети -П», для всех потребителей существенно выше нормативных значений.

Таким образом, поскольку рассматриваемая ТС, принадлежащая АО «Тепло П» филиал «Теплоснабжение», 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 ООО «Тепло Плюс»

Источником теплоты является центральная отопительная котельная п. Самусь с присоединенной тепловой нагрузкой 15,713 Гкал/ч. Расчетная температура наружного воздуха: $t^{HP} = -39^\circ\text{C}$. Продолжительность отопительного периода: $\tau^{OT} = 5592 \text{ ч} = 233 \text{ суток} = 0,639 \text{ года}$. Средняя температура отопительного периода: $t^{HCP} = -7,8^\circ\text{C}$.

Схема ТС, приведенная на рисунке 9.13, включает 64 участка, 34 потребителей: П1-П34. Показатели надежности элементов тепловых сетей ООО «Тепло Плюс» приведены в таблице 9.15.

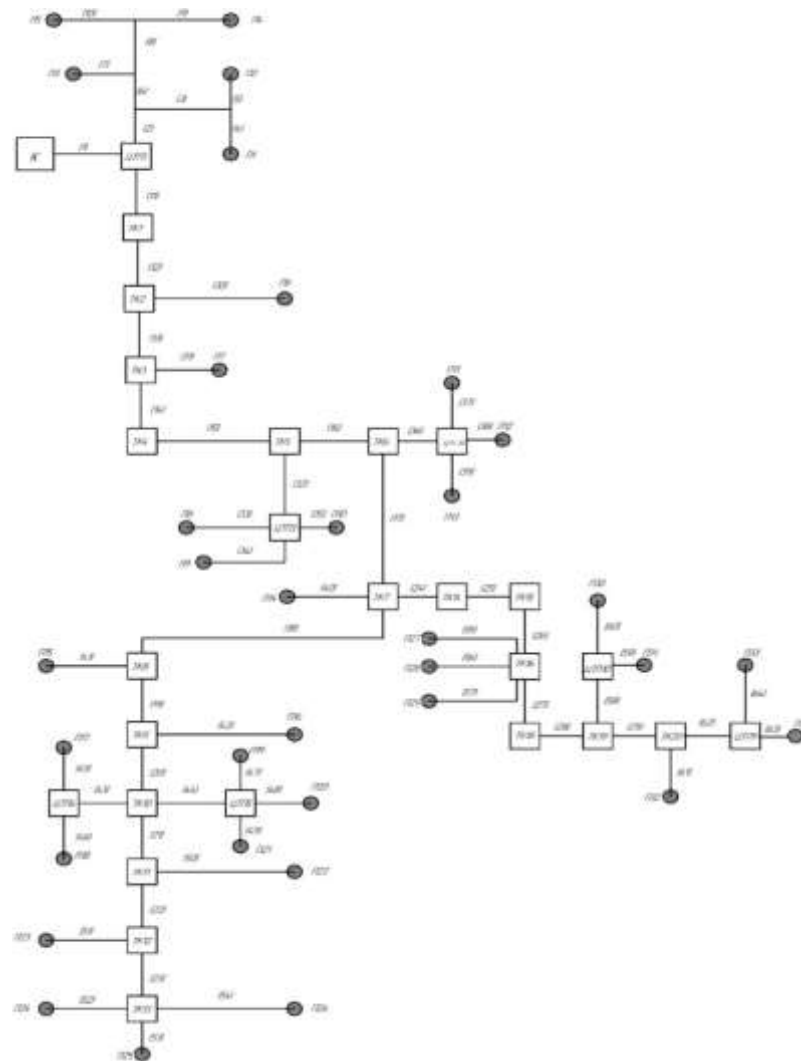


Рисунок 9.13 – Принципиальная схема системы теплоснабжения ООО «Тепло Плюс»

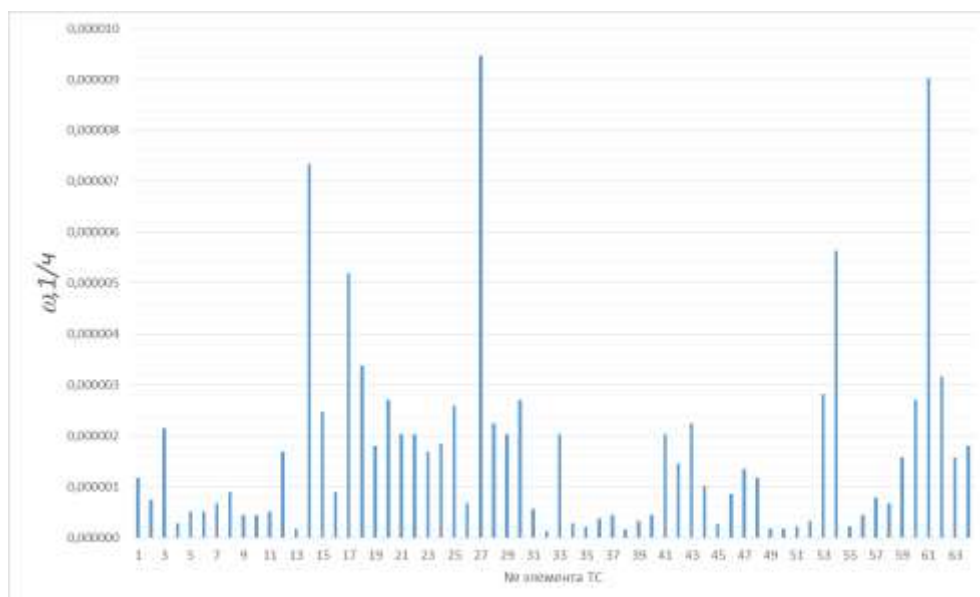


Рисунок 9.14 – Параметр потока отказов ТС ООО «Тепло Плюс»

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 ООО «Тепло Плюс»

№ элемента	Длина участка	dвн	$\tau_{\text{экспл}}$	λ	ω	z^B	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

№ элемента	Длина участка	двн	$\tau^{\text{экспл}}$	λ	ω	z^B	μ	Вероятность состояния ТС с отказом элемента f
f	м	м	лет	1/(км*ч)	1/ч	ч	1/ч	p_f
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 ООО «Тепло Плюс»

№ потребителя	β_j ,	t_{jmin}^B ,	P_j	K_j
j	ч	°C	-	-
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

№ потребителя	β_j	t_{jmin}^B	P_j	K_j
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 ($K_{норм} = 0,97$) значению для всех потребителей.

Сопоставление полученных значений вероятностей безотказного теплоснабжения (рис. 6.18) с нормативным значением ($P_{норм} = 0,9$) показывает, что для трех наиболее удаленных от источника потребителей (П32-П34) условия надежной работы ТС ($P_j < P_{норм}$) нарушается. Для повышения показателей $P_{П32-П34}$ 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%.

Так же 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 надежности:

- 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 с 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.

Указанные мероприятия изложены в Главе 7 Обосновывающих материалов. При реализации к 2035 году всех рекомендуемых мероприятий показатели надежности будут приведены к нормативным показателям.

10 Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

10.1 Техничко-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;
- ООО «Тепло Плюс» п. Самусь;
- ООО «Уют Орловка» п. Орловка.

В 2023 году от источников с комбинированной выработкой энергии АО «РИР» отпущено 1961,04 тыс. Гкал.

В таблице 10.1 приведены суммарные значения отпуска тепловой энергии всеми энергоисточниками ЗАТО Северск. В 2023 г. ТЭЦ обеспечивали 97,4 % отпуска тепловой энергии.

Таблица 10.1 – Отпуск тепловой энергии энергоисточниками ЗАТО Северск в 2023 г.

Наименование	тыс. Гкал/год
Всего отпущено тепловой энергии в т.ч.	1961,04
- от ТЭЦ АО «РИР»	1909,44
- от котельных	51,60

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 2019–2023 гг., млн. кВт*ч

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
Выработано электроэнергии всего, в т.ч.:	Млн. кВт*ч	1122,696	971,653	957,315	1102,039	1 198,060
в теплофикационном режиме	Млн. кВт*ч	526,319	528,192	487,915	541,992	574,080
в конденсационном режиме	Млн. кВт*ч	596,377	443,461	469,400	560,047	623,980
Собственные нужды ТЭЦ, в т.ч.:	Млн. кВт*ч	264,899	248,061	241,102	217,455	214,800
Всего отпущено с шин ТЭЦ	Млн. кВт*ч	857,797	723,592	716,212	884,584	983,270

Выработка электроэнергии за 2023 год ТЭЦ ЗАТО Северск составила 1 198,06 млн. кВтч. По сравнению с фактом 2022 года выработка электроэнергии увеличилась на 8,7 %. 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 2019–2023 гг., тыс. Гкал

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
АО «РИР»	Тыс. Гкал	2175.905	1979.667	2137.667	2007.021	1909,440

В рассматриваемый период наибольший отпуск тепловой энергии отмечен в 2019 году, в целом по периоду среднегодовой отпуск тепла составляет 2041,94 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 2019–2023 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 2019–2023 гг. (таблица 10.6) показал: в 2019 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 2019-2023 гг., Гкал

Наименование показателя	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023
АО «РИР»	Тыс. Гкал	389.5347	385.0306	372.1819	350.3566	362,37

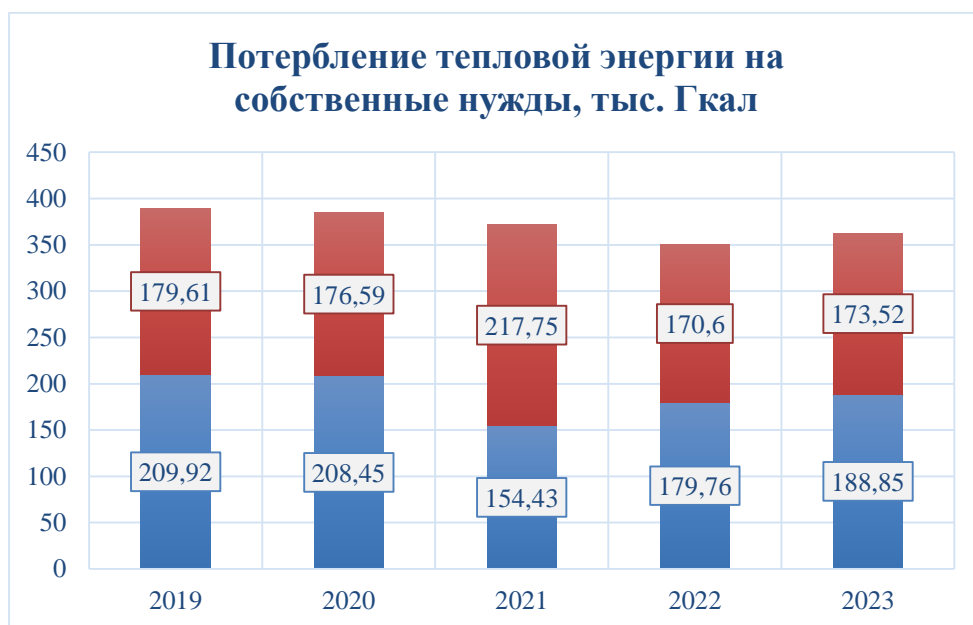


Рисунок 10.3 – Динамика изменения затрат тепловой энергии на собственные нужды ТЭЦ АО «РИР»

10.2 Технико-экономические показатели работы котельных города

10.2.1 Отпуск тепловой энергии котельными в 2023 г.

Отпуск тепловой энергии котельными г. Северск в 2023 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 2023 г., Гкал

Наименование ТСО	Значение за 2023 год
Всего отпущено тепловой энергии от котельных, в т.ч.:	51 600,3
ЦОК п. Самусь	47 277,7
ООО «Тепло П» п. Самусь, ул. Камышка	2 478,2
ООО «Уют Орловка» п. Орловка	1 844,4



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 92 %).

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
ООО «Тепло П» п. Самусь, ул. Камышка	Уголь	169,54	181,61	181,61
ООО «Уют Орловка» п. Орловка	Дизельное топливо	131,00	154,93	154,93

10.2.3 Собственные нужды котельных

Значения расхода тепла на собственные нужды (на 2023 год) для котельной ЦОК п. Самусь составит 1,78%, для ООО «Тепло П» п. Самусь, ул. Камышка 0,95%, для ООО «Уют Орловка» п. Орловка 0,37%.

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 2023 год приведены в таблице 10.9 – 10.11.

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
2	Выручка от регулируемой деятельности		тыс. руб.	2 355 562,45
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, включая:		тыс. руб.	2 924 410,95
4	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)		тыс. руб.	-
5	Расходы на топливо		тыс. руб.	1 231 739,91
5.1.	газ природный по регулируемой цене	Стоимость	тыс. руб.	1 087 137,91
		Объем	тыс. м3	198 782,44
		Стоимость за единицу объема	тыс. руб.	5,47
		Стоимость доставки	тыс. руб.	-
		Способ приобретения	х	прямая закупка
5.2.	уголь каменный	Стоимость	тыс. руб.	135 720,16
		Объем	тонны	39 982,64
		Стоимость за единицу объема	тыс. руб.	3,39
		Стоимость доставки	тыс. руб.	-
		Способ приобретения	х	конкурентная процедура
5.3.	мазут	Стоимость	тыс. руб.	8 881,84
		Объем	тонны	318,45
		Стоимость за единицу объема	тыс. руб.	27,89
		Стоимость доставки	тыс. руб.	-
		Способ приобретения	х	биржевые торги
6	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), используемую в технологическом процессе		тыс. руб.	119 837,28
7	Средневзвешенная стоимость 1 кВт.ч (с учетом мощности)		руб.	1,22
8	Объем приобретенной электрической энергии		тыс. кВт.ч	98 344,47
9	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе		тыс. руб.	48 769,36
10	Расходы на хим.реагенты, используемые в технологическом процессе		тыс. руб.	22 686,03
11	Расходы на оплату труда		тыс. руб.	162 331,67
12	Отчисления на социальные нужды		тыс. руб.	51 737,70
13	Расходы на амортизацию основных производственных средств		тыс. руб.	133 036,50
14	Расходы на аренду имущества, используемого для осуществления регулируемого вида деятельности		тыс. руб.	96,10
15	Коммерческие расходы		тыс. руб.	48 988,97
16	Управленческие расходы		тыс. руб.	207 408,63

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Теплоснабжающая организация
			АО «РИР»
17	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств, в том числе:	тыс. руб.	187 528,96
18	Прочие расходы, которые подлежат отнесению на регулируемые виды деятельности в соответствии с законодательством РФ*	тыс. руб.	710 249,81
19	Валовая прибыль (убытки) от реализации товаров и оказания услуг по регулируемому виду деятельности	тыс. руб.	- 568 848,50
20	Установленная тепловая мощность объектов основных фондов, используемых для осуществления регулируемых видов деятельности	Гкал/ч	1 610,74
21	Объем вырабатываемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	1 680,35
22	Объем приобретаемой регулируемой организацией тепловой энергии в рамках осуществления регулируемых видов деятельности	тыс. Гкал	-
23	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемых видов деятельности, в том числе:	тыс. Гкал	1 131,57
24	Определенном по приборам учета	тыс. Гкал	856,25
25	Определенном расчетным путем (нормативам потребления коммунальных услуг)	тыс. Гкал	275,32
26	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям, утвержденные уполномоченным органом	тыс. Гкал	383,66
27	Фактический объем потерь при передаче тепловой энергии	тыс. Гкал	356,69
28	Среднесписочная численность персонала	чел.	621,82
29	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	0,23868
30	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	0,05266
31	Удельный расход холодной воды на производство (передачу) тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой потребителям по договорам, заключенным в рамках осуществления регулируемой деятельности	м³/Гкал	35,63

11 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 (2022–2024 гг.) гг. представлена в Таблицах 11.1–11.8.

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2035 года» (Актуализация на 2024 год)

Таблица 11.1 – Утвержденные тарифы для АО «Русатом Инфраструктурные решения» на 2022 год

Наименование ресурсоснабжающей организации	Установленные тарифы		Ед. изм.	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО
				01.01.2022–30.06.2022	01.07.2022–30.11.2022	
Акционерное общество «Русатом 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	1 444,57 (1 733,48)*	1 531,24 (1 837,49)*	№ 1–181/9(446) от 15.12.2021
	Тарифы на тепловую энергию для потребителей в системе теплоснабжения ЗАТО Северск, не включающей тепловые сети открытого акционерного общества «Тепловые сети»		руб./Гкал	1 486,39	1 486,39	№ 1–181/9(446) от 15.12.2021
	Тарифы на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей источниками тепловой энергии, на которых производится теплоноситель		руб./куб.м	6,05	7,66	№ 9–180/9(447) от 15.12.2021
	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	6,05 (7,26)*	7,66 (9,19)*	№ 9–179/9 (448) от 15.12.2021
		Компонент на тепловую энергию	руб./Гкал	1 444,57 (1 733,48)*	1 531,24 (1 837,49)*	
	Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источников тепловой энергии теплоснабжающей организации		руб./Гкал	912,65	987,90	№ 1–182/9(442) от 15.12.2021
	Тарифы на тепловую энергию, поставляемую теплосетевым организациям, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь тепловой энергии		руб./Гкал	912,65	987,90	№ 1–443 от 15.12.2021

* – с НДС для населения, без НДС для прочих потребителей

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

Таблица 11.2 – Утвержденные тарифы для АО «Русатом 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 «Русатом 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

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

Таблица 11.3 – Утвержденные тарифы для АО «Русатом 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 «Русатом 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

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

Наименование ресурсо- снабжающей организа- ции	Установленные тарифы	Ед. изм.	Период		Реквизиты При- каза ДТР ТО
			01.01.2024– 30.06.2024	01.07.2024– 31.12.2024	
	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

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

Таблица 11.4 – Утвержденные тарифы для ОАО «Тепловые сети» на 2022–2024 гг.

Наименование ресурсоснабжающей организации	Установленные тарифы	Ед. изм.	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО
			01.01.2022–30.06.2022	01.07.2022–30.11.2022		01.12.2022–30.06.2023	01.07.2023–31.12.2023		01.01.2024–30.06.2024	01.07.2024–31.12.2024	
Открытое акционерное общество «Тепловые сети» (ИНН 7024024860)	Тарифы на услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям	руб./Гкал	496,94	496,94	№ 1–272/9(444) от 15.12.2021	542,79	542,79	№ 1–257/9(401) от 25.11.2022	542,79	578,46	№ 1–233/9(559) от 20.12.2023

* без НДС

Таблица 11.5 – Утвержденные тарифы для ОА «СХК» на 2022–2024 гг.

Наименование ресурсоснабжающей организации	Установленные тарифы	Ед. изм.	Теплоноситель	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО
				01.01.2022–30.06.2022	01.07.2022–30.11.2022		01.12.2022–30.06.2023	01.07.2023–31.12.2023		01.01.2024–30.06.2024	01.07.2024–31.12.2024	
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	434,46	456,26	№ 1–325/9(445) от 15.12.2021	602,61	602,61	№ 1–253/9(402) от 25.11.2022	602,61	583,46	№ 1–487/9(563) от 20.12.2023
			Пар	460,71	464,34		557,20	557,20		557,20	732,36	

* без учета НДС

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

Таблица 11.6 – Утвержденные тарифы для потребителей пос. Орловка ЗАТО Северск на 2022–2024 гг.

Наименование ресурсоснабжающей организации	Установленные тарифы	Ед. изм.	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО
			01.01.2022–30.06.2022	01.07.2022–30.11.2022		01.12.2022–30.06.2023	01.07.2023–31.12.2023		01.01.2024–30.06.2024	01.07.2023–31.12.2024	
Общество с ограниченной ответственностью «Уют Орловка» (ИНН 7024044994)	Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям поселка Орловка закрытого административно-территориального образования Северск	руб./Гкал	8 624,44	8 922,83	№ 1–71/9(571) от 20.12.2021	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

* НДС не предусмотрен

Таблица 11.7 – Утвержденные тарифы для потребителей котельной «Камышка» пос. Самусь ЗАТО Северск на 2022–2024 гг.

Наименование ресурсоснабжающей организации	Установленные тарифы	Ед. изм.	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО
			01.01.2022–30.06.2022	01.07.2022–30.11.2022		01.12.2022–30.06.2023	01.07.2023–31.12.2023		01.01.2024–30.06.2024	01.07.2024–31.12.2024	
Общество с ограниченной ответственностью «Уют Орловка» (ИНН 7024044994)	Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям котельной, расположенной по адресу: поселок Самусь, улица Камышка закрытого административно-территориального образования Северск	руб./Гкал	2 503,36	2 621,20	№ 1–600/9(572) от 20.12.2021	–	–	–	–	–	–
Акционерное общество «Северский водоканал»	Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям котельной, расположенной по адресу: поселок Самусь, улица Камышка закрытого административно-	руб./Гкал	–	2 218,53 (2 662,24)**	№ 1–582/9(120) от 30.09.2022	2 416,58 (2 899,90)**	2 416,58 (2 899,90)**	№ 1–602/9(265) от 24.11.2022	–	–	–

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

Наименование ресурсоснабжающей организации	Установленные тарифы	Ед. изм.	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО
			01.01.2022–30.06.2022	01.07.2022–30.11.2022		01.12.2022–30.06.2023	01.07.2023–31.12.2023		01.01.2024–30.06.2024	01.07.2024–31.12.2024	
(ИНН 7024024853)	территориального образования Северск										
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

* НДС не предусмотрен

**без НДС (с НДС)

***Период действия тарифа: с 27.11.2023 по 31.12.2023

Схема теплоснабжения ЗАТО Северск до 2045 года

Таблица 11.8 – Утвержденные тарифы для потребителей котельной «ЦОК» пос. Самусь ЗАТО Северск на 2022–2024 гг.

Наименование ресурсоснабжающей организации	Установленные тарифы		Ед. изм.	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО	Период		Реквизиты Приказа ДТР ТО
				01.01.2022–30.06.2022	01.07.2022–30.11.2022		01.12.2022–30.06.2023	01.07.2023–31.12.2023		01.12.2022–30.06.2023	01.07.2023–31.12.2023	
Общество с ограниченной ответственностью «Тепло Плюс» (ИНН 7024038704)	Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям поселка Самусь закрытого административно-территориального образования Северск		руб./Гкал	2 051,95	2 195,59	№ 1–30/9(561) от 20.12.2021	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	54,07	58,87	№ 2–31/9(640) от 20.12.2021	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	2 051,95	2 195,59		2 209,61	2 209,61		2 209,61	2 298,00	

* НДС не предусмотрен

Рост тарифов за период 2022–2024 гг. составил:

1. на тепловую энергию для потребителей в системе теплоснабжения ЗАТО Северск (г. Северск), включающей тепловые сети Открытого акционерного общества «Тепловые сети» – 53,31% (среднегодовой рост тарифа за период – 17,77%);
2. на тепловую энергию для потребителей в системе теплоснабжения ЗАТО Северск, не включающей тепловые сети открытого акционерного общества «Тепловые сети» – 63,72% (среднегодовой рост тарифа за период – 21,24%);
3. на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей источниками тепловой энергии, на которых производится теплоноситель – 42,31% (среднегодовой рост тарифа за период – 14,10%);
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 – 64,02% (среднегодовой рост тарифа за период – 21,34%);
5. на услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям – 16,40% (среднегодовой рост тарифа за период – 5,47%);
6. на услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям акционерного общества «Сибирский химический комбинат» (теплоноситель – горячая вода) – 34,30% (среднегодовой рост тарифа за период – 11,43%);
7. на услуги по передаче тепловой энергии по тепловым сетям акционерного общества «Сибирский химический комбинат» (теплоноситель – пар) – 58,96% (среднегодовой рост тарифа за период – 19,65%);
8. на тепловую энергию, поставляемую потребителям поселка Орловка закрытого административно–территориального образования Северск – 15,71% (среднегодовой рост тарифа за период – 5,24%);
9. на тепловую энергию, поставляемую потребителям котельной «Камышка» поселка Самусь закрытого административно–территориального образования Северск – 32,57% (среднегодовой рост тарифа за период – 10,86%);
10. на тепловую энергию, поставляемую потребителям котельной «ЦОК» поселка Самусь закрытого административно–территориального образования Северск – 11,99% (среднегодовой рост тарифа за период – 4,00%);
11. на теплоноситель, поставляемый потребителям котельной «ЦОК» поселка Самусь закрытого административно–территориального образования Северск – 36,10% (среднегодовой рост тарифа за период – 12,03%).

11.2. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Укрупненные статьи смет затрат на производство, передачу и сбыт тепловой энергии на 2024 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 2024 год

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Основное топливо	1 373 873,95
Электрическая энергия на технологические нужды	1 374,67
Холодная вода на технологические нужды и теплоноситель	73 919,29
Оплата труда с ОСН	196 439,04
Ремонты	143 682,34
Амортизация	89 531,31
Прочие расходы	121 871,81
Корректировка НВВ	–17 156,23
Прибыль	109 096,80
Необходимая валовая выручка	2 092 632,98

Основные тарифообразующие статьи – расходы на основное топливо, оплату труда с ОСН и ремонты, на их долю приходится 81,2% от всего объема необходимой валовой выручки регулируемой организации, в том числе:

- расходы на основное топливо – 65,1%;
- расходы на оплату труда с ОСН – 9,3%;
- расходы на ремонты – 6,8%.

Таблица 11.10 – Укрупненные статьи сметы расходов на содержание (передачу, сбыт) АО «РИР», утвержденной Департаментом тарифного регулирования Томской области на 2024 год

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Оплата труда с ОСН	16 115,50
Прочие расходы	35 172,80
Необходимая валовая выручка	51 288,30

Основная тарифообразующая статья – расходы на оплату труда, на ее долю приходится 31,4% от всего объема необходимой валовой выручки на содержание (передачу, сбыт) АО «РИР».

Таблица 11.11 – Укрупненные статьи сметы расходов на на теплоноситель, поставляемый тепло-снабжающей организацией, владеющей источниками тепловой энергии, на которых производится теплоноситель для АО «РИР», утвержденной Департаментом тарифного регулирования Томской области на 2024 год

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Холодная вода	5 078,26
Оплата труда с ОСН	1 703,04
Ремонты	0,00
Амортизация	7 208,18
Прочие расходы	13 467,14
Корректировка НВВ	3 197,05
Прибыль	26,31
Необходимая валовая выручка	30 679,98

Основные тарифообразующие статьи – расходы на холодную воду, амортизация, на их долю приходится 44,7% от всего объема необходимой валовой выручки регулируемой организации, в том числе:

- расходы на холодную воду – 18,5%;
- амортизация – 26,2%.

Таблица 11.12 – Укрупненные статьи сметы расходов на услуги по передаче тепловой энергии для ОАО «Тепловые сети», утвержденной Департаментом тарифного регулирования Томской области на 2024 год

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Операционные расходы	123 447,71
Расходы на энергетические ресурсы	410 445,03
Неподконтрольные расходы	58 008,65
Прибыль	32,69
Корректировка НВВ	–59 618,13
Необходимая валовая выручка	532 315,95

Основная тарифообразующая статья – расходы на энергетические расходы, на ее долю приходится 69,3% 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 2024 год

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Операционные расходы	33 147,51
Расходы на энергетические ресурсы	85 432,27
Неподконтрольные расходы	9 928,85
Корректировка НВВ	17 907,62
Необходимая валовая выручка	146 416,25

Таблица 11.14 – Укрупненные статьи сметы расходов на услуги по передаче тепловой энергии, утвержденной Департаментом тарифного регулирования Томской области (теплоноситель – пар) на 2024 год для АО «СХК»

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Операционные расходы	19 732,91
Расходы на энергетические ресурсы	148 919,32
Неподконтрольные расходы	5 016,50
Необходимая валовая выручка	173 668,74

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 2024 год

Статья затрат	Сумма, тыс. руб.
Основное топливо	15 367 768,58
Электрическая энергия на технологические нужды	789 874,33
Холодная вода на технологические нужды и теплоноситель	38 628,67
Прочие расходы	3 662 847,41
Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	–2 702 583,27
Необходимая валовая выручка	17 156 535,72

Основная тарифообразующая статья – расходы на основное топливо, на ее долю приходится 77,4% 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 ООО «Тепло Плюс» (котельная «Камышка» пос. Самусь), утвержденной Департаментом тарифного регулирования Томской области на 2024 год

Статья затрат	Сумма, руб.
Основное топливо	2 957 361,46
Электрическая энергия на технологические нужды	481 783,08
Холодная вода на технологические нужды и теплоноситель	23 124,01

Статья затрат	Сумма, руб.
Оплата труда с ОСН	2 848 776,16
Прочие расходы	272 664,40
Необходимая валовая выручка	6 583 709,11

Основные тарифообразующие статьи – расходы на основное топливо и расходы на оплату труда с ОСН, на их долю приходится 88,2% от всего объема необходимой валовой выручки регулируемой организации, в том числе:

- расходы на основное топливо – 44,9%;
- расходы на оплату труда с ОСН – 43,3%.

Таблица 11.17 – Укрупненные статьи сметы расходов на услуги по производству, передаче и сбыту тепловой энергии для ООО «Тепло Плюс» (котельная «ЦОК» пос. Самусь), утвержденной Департаментом тарифного регулирования Томской области на 2024 год

Статья затрат	Сумма, руб.
Основное топливо	45 889 744,23
Электрическая энергия на технологические нужды	7 836 413,63
Холодная вода на технологические нужды и теплоноситель	1 868 325,98
Оплата труда с ОСН	20 727 617,01
Амортизация	131 875,48
Прочие расходы	5 508 070,70
Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	–1 998 165,12
Необходимая валовая выручка	79 963 881,91

Основные тарифообразующие статьи – расходы на основное топливо и расходы на оплату труда с ОСН, на их долю приходится 83,3% от всего объема необходимой валовой выручки регулируемой организации, в том числе:

- расходы на основное топливо – 57,4%;
- расходы на оплату труда с ОСН – 25,9%.

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

Плата за подключение к системам теплоснабжения в ЗАТО Северск установлена для ОАО «Тепловые сети» (ИНН 7024024860) на 2024 год Приказом Департамента тарифного регулирования Томской области от 02.05.2024 № 1–15/9(70) «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 2024 год» в размере 16,38 тыс. руб./Гкал/ч.

Также на 2024 год 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 тепловая 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 АО «Тепловые сети» в 2019–2023 гг представлены в табл. 11.18.

Таблица 11.18 – Оплата денежных средств, поступивших в счет платы за подключение к системе теплоснабжения ОАО «Тепловые сети»

Период поступления денежных средств	Кол-во исполненных заявок на подключение	Сумма поступивших денежных средств, тыс. руб. (без НДС и налога на прибыль)
2019 год	17	3,21
2020 год	19	46,06
2021 год	13	44,04
2022 год	7	32,03
2023 год	6	41,69

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.

12. 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 исключаящие 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 теплопотребляю-

щих 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 тепло-гидравлических 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 ООО «Тепло Плюс»).

- Котельная по ул. Камышка п. Самусь. Существенно снижает надёжность 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 коррозионный износ подземных теплопроводов, в первую очередь подающих линий водяных тепловых сетей, на которые приходится 80 % всех повреждений (по сведениям теплосетевых организаций).
- Снижает безопасность и надёжность 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.

- Немаловажной проблемой является общая разрегулированность системы теплоснабжения г. Северска. Следствием этой проблемы, в частности, является не соответствие фактического и расчетного температурного графика обратной сетевой воды, поступающей из городских теплосетей. По данным теплоснабжающей организации АО «СХК», при температуре наружного воздуха минус 25°C и ниже, температура обратной сетевой воды превышает 85°C что приводит к неэффективной загрузке генерирующих мощностей источника тепловой энергии (снижение выработки тепла в режиме когенерации). Указанная ситуация негативно влияет на себестоимость производства тепловой энергии и приводит к повышенным затратам на транспортировку теплоносителя.

- 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.