

Индивидуальный предприниматель Стахов А.А.



подготовлено специально
для Департамента городского хозяйства и безопасности жизнедеятельности
Администрации города Тобольска

**Схема теплоснабжения муниципального
образования городской округ город
Тобольск на период до 2032 года
(актуализация на 2023 год)**

Обосновывающие материалы

г. Тюмень
2022 год

Содержание

Общие положения.....	3
Общая часть.....	13
Книга 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	18
Книга 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	168
Книга 3 Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования.....	186
Книга 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.....	193
Книга 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования.....	211
Книга 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	221
Книга 7 Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	240
Книга 8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей..	251
Книга 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения.....	262
Книга 10 Перспективные топливные балансы.....	283
Книга 11 Оценка надежности теплоснабжения	298
Книга 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию	371
Книга 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования	377
Книга 14 Ценовые (тарифные) последствия	381
Книга 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций.....	382
Книга 16 Реестр мероприятий схемы теплоснабжения.....	390
Книга 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	391
Книга 18 Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	394

Общие положения

Основание для актуализации Схемы теплоснабжения

Характеристика существующего положения в системе теплоснабжения города Тобольска актуализирована по состоянию на конец 2021 г. – начало 2022 г.

В Схеме теплоснабжения система теплоснабжения города Тобольска описана в ретроспективе с 2017 г. с учетом изменения функциональной структуры. Анализ основных технико-экономических показателей теплосетевых организаций приведен по фактическим данным за 2021 г.

На период 2022-2023 гг. приняты плановые данные основных технико-экономических показателей теплосетевых организаций в соответствии с данными протоколов Департамента ценовой и тарифной политики Тюменской области об установлении тарифов на тепловую энергию.

Схема теплоснабжения муниципального образования городской округ город Тобольск на период до 2032 г. (далее – Схема теплоснабжения) актуализирована в соответствии с требованиями следующих нормативных правовых актов и документов с учетом изменений и дополнений, действующих на момент актуализации:

- Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 190-ФЗ;
- Жилищный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 № 188-ФЗ;
- Федеральный закон от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации»;
- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
- Федеральный закон от 23.08.1996 № 127-ФЗ «О науке и государственной научно-технической политике»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 06.09.2012 № 889 «О выводе в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 16.04.2012 № 307 «О порядке подключения к системам теплоснабжения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 № 354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 03.11.2011 № 882 «Об утверждении Правил рассмотрения разногласий, возникающих между органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления поселений или городских округов, организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, и потребителями при утверждении и актуализации схем теплоснабжения»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 25.01.2011 № 18 «Об утверждении правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требования к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме»;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 26.12.2016 № 1498 «О вопросах предоставления коммунальных услуг и содержания общего имущества в многоквартирном доме»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 05.05.2014 № 410 «О порядке согласования и утверждения инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, а также требований к составу и содержанию таких программ (за исключением таких программ, утверждаемых в соответствии с законодательством РФ об электроэнергетике)»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 23.07.2007 № 464 «Об утверждении правил финансирования инвестиционных программ организаций коммунального комплекса – производителей товаров и услуг в сфере теплоснабжения»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 16.05.2014 № 452 «Об утверждении правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340»;
- Распоряжение Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года»;
- Приказ Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения» (зарегистрировано в Минюсте 15.08.2019 № 55629);
- Приказ Министерства экономического развития Российской Федерации от 19.12.2009 № 416 «Об установлении перечня видов и состава сведений публичных кадастровых карт»;
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии»;
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 № 325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» (вместе с «Порядком определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя»);
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 24.03.2003 № 115 «Об утверждении правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок»;
- Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 28.05.2010 № 262 «О требованиях энергетической эффективности зданий, строений и сооружений»;
- Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 28.12.2009 № 610 «Об утверждении правил установления и измерения (пересмотра) тепловых нагрузок»;
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 22.08.2013 № 469 «Об утверждении порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон»;
- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 10.08.2012 № 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 государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения»;
- Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителей в водяных системах коммунального теплоснабжения, утв. приказом Госстроя России от 06.05.2000 № 105;
- МДК 4-05.2004. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и подаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального

теплоснабжения, утв. заместителем председателя Госстроя России 12.08.2003, согл. Федеральной энергетической комиссией Российской Федерации 22.04.2003 № ЕЯ-1357/2;

- ГОСТ Р 51617-2000 Жилищно-коммунальные услуги. Общие технические условия;
 - СанПиН 2.1.4.2496-09 «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения»;
 - Свод правил СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»;
 - Свод правил СП 50.13330.2012 «СНиП 23-02-2003 Тепловая защита зданий»;
 - Свод правил СП 54.13330.2016 «СНиП 31-01-2003 Здания жилые многоквартирные»;
 - Свод правил СП 131.13330.2018 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология»;
 - Свод правил СП 61.13330.2012 «СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
 - Свод правил СП 89.13330.2016 «СНиП П-35-76 Котельные установки»;
 - Свод правил СП 41-108-2004 «Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе»;
 - Свод правил СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»;
 - СП 40-105-2002 «Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из стальных труб с индустриальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке»;
 - СП 41-107-2004 «Проектирование и монтаж подземных трубопроводов горячего водоснабжения из труб ПЭ-С с тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке»;
 - РД 50-34.698-90 «Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы»;
 - СО 153-34.20.523(3)-2003 «Методические указания по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «тепловые потери»», утв. Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2003 № 278 «Об утверждении актов Министерства энергетики России по вопросам энергетической эффективности тепловых сетей»;
 - МДС 81-35.2004 «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации»;
 - МДС 81-33.2004 «Методические указания по определению величины накладных расходов в строительстве»;
 - МДС 81-25.2001 «Методические указания по определению величины сметной прибыли в строительстве»;
 - Концепция долгосрочного социально-экономического развития Тюменской области до 2020 г. и на перспективу до 2030 г., утв. распоряжением Правительства Тюменской области от 25.05.2009 № 652-рп;
 - Схема территориального планирования Тюменской области, утв. Постановлением Правительства Тюменской области от 31.12.2008 № 382-п;
 - Схема и программа развития электроэнергетики Тюменской области на 2022 - 2026 годы, утв. распоряжением Губернатора Тюменской области от 30.04.2021 № 37-р;
 - Схема водоснабжения и водоотведения муниципального образования городской округ город Тобольск на период до 2032 года, утв. распоряжением Администрации города Тобольска от 29.09.2021 № 246;
 - Государственная программа Тюменской области «Основные направления развития жилищно-коммунального хозяйства» до 2020 г., утв. Постановлением Правительства Тюменской области от 15.12.2014 № 641-п.
- Иные документы:
- Устав города Тобольска, утвержденный решением Тобольской городской Думы от 30.03.2021 № 30;

– Программа комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры городского округа город Тобольск на 2009-2012 годы и на период до 2020 года, утвержденная решением Тобольской городской Думы от 17.07.2009 № 143 (в редакции решений от 12.09.2016 № 109);

– Генеральный план городского округа города Тобольска, утвержденный решением Тобольской городской Думы от 30.10.2007 № 196 (действующая редакция от 31.01.2020 № 5);

– Правила землепользования и застройки города Тобольска Тюменской области, утвержденные решением Тобольской городской Думы от 25.12.2007 № 235 (с изменениями);

– Проекты планировок микрорайонов Тобольска утверждены распоряжениями администрации города Тобольска от 23.10.2007 № 1110, от 19.02.2008 № 274, от 19.03.2008 № 468, от 10.10.2008 № 1665, от 10.10.2008 № 1666, от 23.09.2009 № 1864, от 23.09.2009 № 1863, от 26.11.2009 № 2378, от 16.04.2010 № 642, от 16.04.2010 № 640, от 16.04.2010 № 641, от 22.12.2011 № 3198, от 29.12.2011 № 3267, от 22.12.2011 № 3199, от 22.12.2011 № 3197, от 12.07.2013 № 1614, от 17.01.2014 № 19, от 30.12.2014 № 2592, от 30.12.2014 № 2593, от 24.08.2015 № 1594, от 26.11.2009 № 2378, от 08.10.2015 № 1859, от 23.11.2015 № 2192, от 18.12.2015 № 2454, от 18.12.2015 № 2455, от 03.02.2016 № 184-188, от 28.07.2017 № 1149-1150, от 22.02.2018 № 278, от 27.07.2018 № 1466, от 16.01.2019 № 46-47, от 01.03.2019 № 411, от 27.02.2019 № 397, от 07.02.2019 № 272;

– иная нормативно-законодательная база Российской Федерации.

Цель актуализации: развитие системы теплоснабжения муниципального образования городской округ город Тобольск (далее – город Тобольск) для удовлетворения спроса на тепловую энергию, теплоноситель и обеспечения надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом при минимальном вредном воздействии на окружающую среду, экономического стимулирования развития и внедрения энергосберегающих технологий.

Схема теплоснабжения является основным предпроектным документом, определяющим направление развития теплоснабжения города Тобольска на длительную перспективу до 2032 г., обосновывающим социальную и хозяйственную необходимость, экономическую целесообразность строительства новых, расширения и реконструкции действующих источников тепла и тепловых сетей в соответствии с мероприятиями по рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов.

Этапы реализации Схемы теплоснабжения

Расчетный период реализации Схемы теплоснабжения принят с разделением на этапы реализации:

– 1 этап – 2023 – 2027 гг.;

– 2 этап – 2028– 2032 гг.

Система теплоснабжения города Тобольска включает:

– источники теплоснабжения;

– распределительные сети теплоснабжения;

– потребителей тепловой энергии.

Схема теплоснабжения города Тобольска актуализирована с соблюдением следующих принципов:

– обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;

– обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;

– соблюдение баланса интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;

– минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на единицу тепловой энергии для потребителя в долгосрочной перспективе;

– обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;

– согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения.

Схема теплоснабжения актуализирована на основе документов территориального планирования города Тобольска, утвержденных в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности. При формировании Схемы теплоснабжения учтены корректировки документов территориального планирования, значения которых не совпадают с фактическим развитием города Тобольска.

Схема теплоснабжения актуализирована в составе обосновывающих материалов и утверждаемой части, разделенных на Книги и Разделы:

1. Утверждаемая часть Схемы теплоснабжения:

- Раздел 1 «Показатели существующего и перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории муниципального образования»;
- Раздел 2 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»;
- Раздел 3 «Существующие и перспективные балансы теплоносителя»;
- Раздел 4 «Основные положения мастер-плана развития систем теплоснабжения муниципального образования»;
- Раздел 5 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии»;
- Раздел 6 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей»;
- Раздел 7 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»;
- Раздел 8 «Перспективные топливные балансы»;
- Раздел 9 «Инвестиции в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию»;
- Раздел 10 «Решение о присвоении статуса единой теплоснабжающей организации (организациям)»;
- Раздел 11 «Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии»;
- Раздел 12 «Решения по бесхозяйным тепловым сетям»;
- Раздел 13 «Синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации и (или) муниципального образования, схемой и программой развития электроэнергетики, а также со схемой водоснабжения и водоотведения муниципального образования»;
- Раздел 14 «Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования»;
- Раздел 15 «Ценовые (тарифные) последствия».

2. Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения:

- Книга 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»;
- Книга 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»;
- Книга 3 «Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования»;
- Книга 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»;
- Книга 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования»;
- Книга 6 «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах»;
- Книга 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии»;
- Книга 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей»;

- Книга 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»;
- Книга 10 «Перспективные топливные балансы»;
- Книга 11 «Оценка надежности теплоснабжения»;
- Книга 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию»;
- Книга 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования»;
- Книга 14 «Ценовые (тарифные) последствия»;
- Книга 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций»;
- Книга 16 «Реестр мероприятий схемы теплоснабжения»;
- Книга 17 «Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения»;
- Книга 18 «Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения».

Термины и определения

При формировании Схемы теплоснабжения использованы следующие термины и определения:

децентрализованная (автономная) система горячего водоснабжения – сооружения и устройства, с использованием которых приготовление горячей воды осуществляется абонентом самостоятельно;

закрытая система горячего водоснабжения – подогрев воды для горячего водопотребления, осуществляемый в теплообменниках и водонагревателях;

закрытая система теплоснабжения – водяная система теплоснабжения, в которой не предусматривается использование сетевой воды потребителями путем ее отбора из тепловой сети;

зона действия источника тепловой энергии – территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;

зона действия системы теплоснабжения – территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;

зона деятельности единой теплоснабжающей организации – одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, городского округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии;

источник тепловой энергии – устройство, предназначенное для производства тепловой энергии;

индивидуальная система теплоснабжения – система теплоснабжения многоквартирных и блокированных жилых домов, складских, производственных помещений и помещений общественного назначения сельских и городских поселений с расчетной тепловой нагрузкой не более 360 кВт;

качество теплоснабжения – совокупность установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации и (или) договором теплоснабжения характеристик теплоснабжения, в т. ч. термодинамических параметров теплоносителя;

комбинированная выработка электрической и тепловой энергии – режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии;

мощность источника тепловой энергии нетто – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды;

надежность теплоснабжения – характеристика состояния системы теплоснабжения, при котором обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения;

открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения) – технологически связанный комплекс инженерных сооружений, предназначенный для теплоснабжения и горячего водоснабжения путем отбора горячей воды из тепловой сети;

потребитель тепловой энергии – лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления;

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

рабочая мощность источника тепловой энергии - средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние три года работы;

располагаемая мощность источника тепловой энергии – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);

расчетный элемент территориального деления – территория поселения, городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

система теплоснабжения – совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями;

средневзвешенная плотность тепловой нагрузки – отношение тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии к площади территории, на которой располагаются объекты потребления тепловой энергии указанных потребителей, определяемое для каждого расчетного элемента территориального деления, зоны действия каждого источника тепловой энергии, каждой системы теплоснабжения и в целом по поселению, городскому округу, городу федерального значения в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения;

тарифы в сфере теплоснабжения – система ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за тепловую энергию (мощность), теплоноситель и за услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;

тепловая нагрузка – количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени;

тепловая мощность – количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени;

тепловая сеть – совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок;

тепловая энергия – энергетический ресурс, при потреблении которого изменяются термодинамические параметры теплоносителей (температура, давление);

теплоноситель – пар, вода, которые используются для передачи тепловой энергии;

теплоснабжение – обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности;

теплоснабжающая организация – организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенной или приобретенной тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей);

телопотребляющая установка – устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии;

теплосетевые объекты – объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии;

установленная мощность источника тепловой энергии – сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

ценовые зоны теплоснабжения – поселения, городские округа, которые определяются в соответствии со статьей 23.3 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и в которых цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией в системе теплоснабжения потребителям, ограничены предельным уровнем цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям единой теплоснабжающей организацией, за исключением случаев, установленных Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ;

элемент территориального деления – территория поселения, городского округа или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц.

Перечень котельных города Тобольска в соответствии с правоустанавливающими документами представлен в таблице 1¹.

¹ Данные, предоставлены Департаментом имущественных отношений Администрации города Тобольска

Таблица 1

Перечень котельных города Тобольска в соответствии с правоустанавливающими документами

№№	Наименование котельной по правоустанавливающим документам	Адрес	Кадастровый номер	Собственник	Упоминание далее по тексту
1	Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 55)	Тюменская область, г. Тобольск, поселок Сумкино, улица Октябрьская, 55 (котельная № 2), ТСК № 55	72-72-04/042/2012-182	Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ	Котельная № 2
2	н/д	Тюменская область, г. Тобольск, мкр. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б	н/д	н/д	Котельная № 3
3	Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 22)	Тюменская область, г. Тобольск, ул. Мира, строение 7б (Котельная №4), ТСК №22	72-72-04/042/2012-121	Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ	Котельная № 4
4	Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 24)	Тюменская область, г. Тобольск, ул. Ленина, строение 72а (Котельная № 5), ТСК № 24	72-72-04/042/2012-243	Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ	Котельная № 5
5	Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 26)	Тюменская область, г. Тобольск, ул.2 Вокзальная, строение 22 (Котельная № 6), ТСК № 26	72-72-04/042/2012-261	Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ	Котельная № 6
6	Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 28)	Тюменская область, г. Тобольск, ул. Набережная Кирова, строение 11 (Котельная №8), ТСК №28	-	Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ	Котельная № 8
7	н/д	Тюменская область, г. Тобольск, поселок Сумкино, улица Гагарина, №2в	н/д	н/д	Котельная № 9
8	Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 30)	Тюменская область, г. Тобольск, ул. Володарского, строение 27а (Котельная №10), ТСК №30	72-72-04/042/2012-262	Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ	Котельная № 10
9	н/д	Тюменская область, г. Тобольск, поселок Сумкино, улица Мира, №10в	н/д	н/д	Котельная № 11
10	Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 32)	Тюменская область, г. Тобольск, улица Ленина, строение 90а, (котельная №12), ТСК №32	72-72-04/042/2012-223	Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ	Котельная № 12
11	н/д	Тюменская область, г. Тобольск, ул.3-я Речная, 3б	н/д	н/д	Котельная № 13

№№	Наименование котельной по правоустанавливающим документам	Адрес	Кадастровый номер	Собственник	Упоминание далее по тексту
12	н/д	Тюменская область, г. Тобольск, мкр. "Южный", 7в	н/д	н/д	Котельная № 14
13	н/д	Тюменская область, г. Тобольск, Левобережье, ул. Раздольная, 5в	н/д	н/д	Котельная № 15
14	Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 34)	Тюменская область, г. Тобольск, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 1б (Котельная №16), ТСК №34	-	Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ	Котельная № 16
15	Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 35)	Тюменская область, г. Тобольск, ул. Розы Люксембург, строение 4Б (Котельная №17), ТСК №35	-	Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ	Котельная № 17
16	н/д	Тюменская область, г. Тобольск, Левобережье, ул.3-я Трудовая, 19в	н/д	н/д	Котельная № 18
17	н/д	Тюменская область, г. Тобольск, Левобережье, ул. Судостроителей, 16	н/д	н/д	Котельная № 19
18	Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 49)	Тюменская область, г. Тобольск, микрорайон Иртышский, котельная №20, ТСК №49	72-72-04/042/2012-254	Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ	Котельная № 20
19	н/д	Тюменская область, г. Тобольск, мкр. Менделеево, уч. 50	н/д	н/д	Котельная № 22
20	Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 40)	Тюменская область, г. Тобольск, улица Пушкина, 33а (Котельная №24), ТСК №40	72-72-04/042-2012-141	Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ	Котельная № 24
21	Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 42)	Тюменская область, г. Тобольск, улица Пушкина, строение 22а (Котельная №25), ТСК №42	72-72-04/042/2012-249	Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ	Котельная № 25
22	н/д	Тюменская область, г. Тобольск, ул. Лермонтова, 5в	н/д	н/д	Котельная № 27
23	н/д	Тюменская область, г. Тобольск, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3	н/д	н/д	Котельная № 28
24	н/д	Тюменская область, г. Тобольск, ул. Базарная площадь, 18в	н/д	н/д	Котельная № 29
25	Тепловой сетевой комплекс (ТСК № 48)	Тюменская область, г. Тобольск, ул. Ленина, 26б (Котельная №25), ТСК №48	-	Муниципальное образование г. Тобольск – городской округ	Котельная № 31

Общая часть

Муниципальное образование город Тобольск входит в состав территории Тюменской области. Устав города принят решением Тобольской городской Думы от 10.08.2005 (с учетом посл. изм. от 27.11.2015).

Город Тобольск – муниципальное образование, наделенное Законом Тюменской области статусом городского округа, органы местного самоуправления которого осуществляют полномочия по решению вопросов местного значения, а также могут осуществлять отдельные государственные полномочия, передаваемые органам местного самоуправления федеральными законами и законами Тюменской области.

Общие данные, влияющие на разработку технологических и экономических параметров Схемы теплоснабжения, на 01.01.2022:

- общая площадь территории города Тобольска – 23,92 тыс. га;
- численность населения – 101,401 тыс. чел., в том числе:
 - ✓ численность городского населения – 98,155 тыс. чел.;
 - ✓ численность сельского населения – 3,246 тыс. чел.

Территория

Город Тобольск – город областного подчинения, административный центр Тобольского района Тюменской области. В административном и муниципальном отношении представляет собой Тобольский городской округ. Город Тобольск – основной узел северной части юга Тюменской области, второй по численности город региона, административно-экономический центр для трех районов – Тобольского, Вагайского и Уватского.

Город Тобольск расположен на южной границе таежной зоны Западно-Сибирской низменности, на реке Тобол, к северо-востоку от Тюмени. Транспортная удаленность от областного центра (г. Тюмени) – 246 км (по автодороге).

Муниципальное образование город Тобольск расположено на южной границе таежной зоны Западно-Сибирской низменности. Географически г. Тобольск находится на 58° 11' 43 широты, 68° 15' 29" долготы (рис. 1).

Территорию составляют исторически сложившиеся земли города, прилегающие к нему земли общего пользования, территории традиционного природопользования населения города Тобольска, рекреационные земли, земли для развития города независимо от форм собственности и целевого назначения.

Город Тобольск является одним из трех опорных центров системы транспортных коммуникаций Юга Тюменской области, включающий железнодорожный, автомобильный, речной, трубопроводный транспорты.

Обработка грузов в смешанном сообщении осуществляется, главным образом, на территории Тобольского речного порта, а также на грузовом дворе станции Тобольск и ряде коммунально-складских предприятий, имеющих железнодорожные подъездные пути.

Тобольск расположен на автомагистрали федерального значения Тюмень - Тобольск - Ханты-Мансийск и в узле автодорог территориального значения.

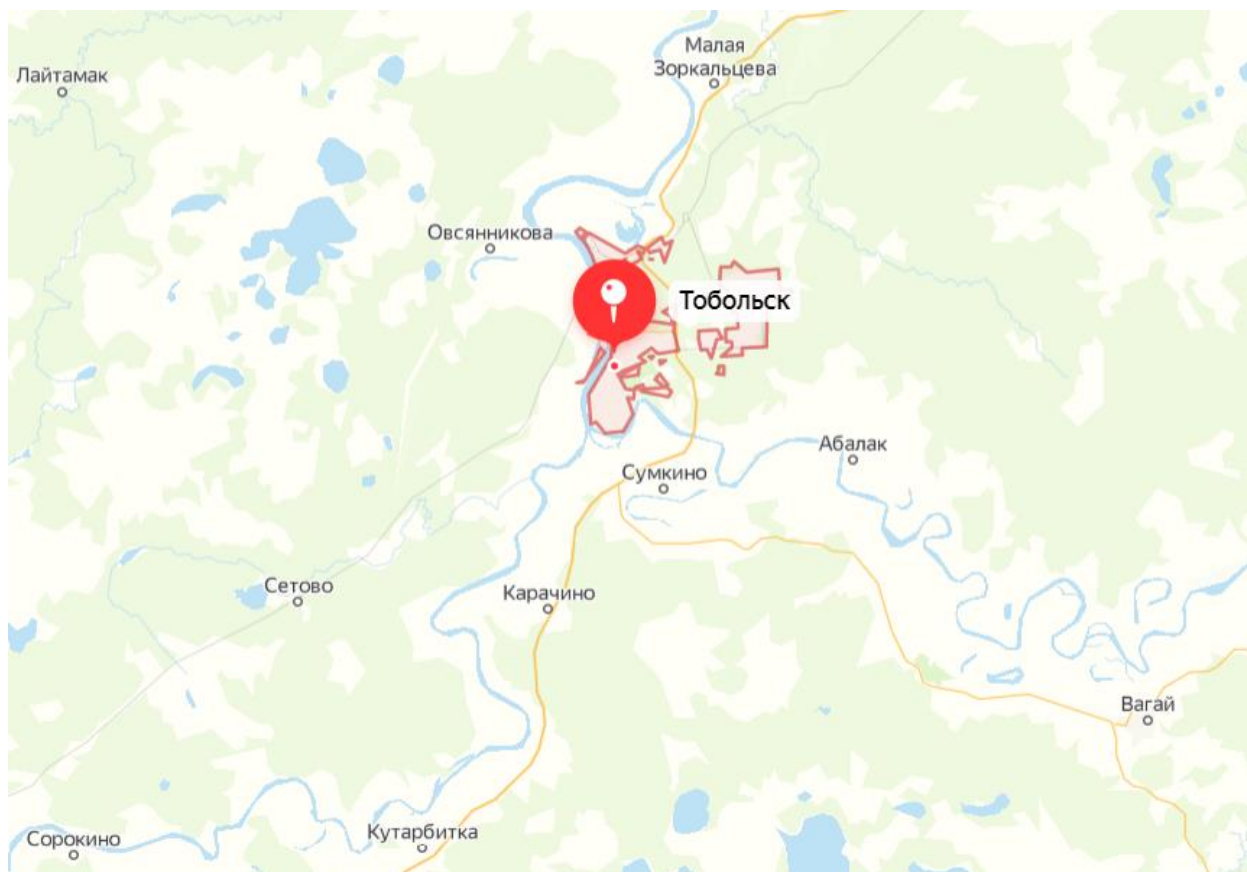


Рисунок 1. Географическое положение г. Тобольска

Источник: <https://yandex.ru/maps/>

В состав устройств железнодорожного транспорта общего пользования, находящихся на территории города, входят:

- участок неэлектрифицированной железной дороги Тюмень – Тобольск – Сургут с мостовым переходом через р. Иртыш;
- однопутная неэлектрифицированная линия Тобольск – Тобольск-Порт;
- железнодорожные станции: Тобольск – грузовая 1 класса, расположенная в северо-восточной части города, Тобольск-Порт; грузовая 5 класса, расположенная в северной части города, станция имеет 1 приемоотправочный парк.

Вне территории города Тобольска расположена станция Сузгун, промежуточная 5 класса. Транспортный узел станции Сузгун сформирован для обслуживания предприятий левобережья г. Тобольска.

Комплекс устройств водного транспорта на р. Иртыш включает ОАО «Тобольский речной порт», в состав которого входят основная площадка порта в мкрн. Иртышский, филиал в Левобережье, мастерские Тобольского района водных путей и судоходства в Подгорной части и Тобольская РЭБ флота в п. Сумкино.

Коридоры транзитных магистральных трубопроводов протрассированы по обходу города с запада и востока; в пределах городской территории проходят нефтепровод Ш1020 мм Аремзяны (нефтеперекачивающая станция) - Тобольский НХК, являющийся ответвлением от коридора нефтепроводов общего направления ХМАО – Аремзяны – Сетово – Тюмень; ШФЛУ-провод Южно-Балыкский ГПЗ – Тобольский НХК.

Таким образом, территория города Тобольска не относится к районам с ограниченной транспортной доступностью.

Рельеф

Территория городского округа расположена в юго-западной части Западно-Сибирской равнины.

По условиям рельефа в районе выделяются террасированная долина р. Иртыша (Подгорная часть города) и водораздельное плато (Нагорная часть города).

Река Иртыш окаймляет городскую территорию (Подгорную часть) с западной и южной сторон, образуя своим руслом крутую излучину. Долина реки асимметричного строения – правый склон высокий, крутой; левый – низкий, пологий.

Подгорная часть города расположена преимущественно на пойменной террасе р. Иртыш. Абсолютные отметки поверхности изменяются в пределах от 38,0 м до 50,5 м.

На территории поймы в геоморфологическом отношении выделяются три подуровня отметок:

- приречная низкая пойма, протянувшаяся вдоль Иртыша, с отметками 38-40 м, ежегодно затапливаемая в паводковый период;
- центральная переходная пойма, характеризующаяся абсолютными отметками 40-44 м, с плоской;
- высокая пойма, шириной около 600 м, с отметками 44-50 м, прослеживающаяся вдоль крутого склона; затапливаются локальные участки до 45 м абс.

В северной части города (п. Иртышский) и в Подгорной части отмечается останец первой надпойменной террасы с абсолютными отметками 50-60 м. Рельеф террасы от равнинного до полого-волнистого.

Обь-Иртышское водораздельное плато представляет собой полого-волнистую равнину с абсолютными отметками поверхностей 80–105 м, с общим слабым уклоном к долине р. Иртыш. В понижениях рельефа и на участках плоского рельефа развито поверхностное заболачивание, а местами и болота с маломощным торфяным покровом. К р. Иртыш плато обрывается почти отвесным уступом, высота которого достигает 40–65 м. Нижняя часть уступа на отдельных участках разрушается во время прохождения паводков.

Плато расчленено густой сетью оврагов, протяженность которых достигает 3,0 км. Склоны оврагов крутые, высотой до 30–50 м, как правило, задернованы. На обнаженных участках склонов оврагов возможно их разрушение (обвалы, осыпи). Для оврагов характерно наличие большого количества отвершков. По дну оврагов протекают ручьи и небольшие речки: Моториха, Курдюмка, Аремзянка, Еловка, Мостовка и др.

Климат

Климат города – континентальный, с суровой продолжительной зимой, коротким, сравнительно теплым и влажным летом и непродолжительными переходными сезонами (весна и осень).

Через г. Тобольск проходит нулевая среднегодовая изотерма. Для климата г. Тобольска характерны резкие перепады температур наружного воздуха в осенний и весенний периоды года. Абсолютный минимум достигает -52°C , абсолютный максимум – $+40,00^{\circ}\text{C}$ (табл. 2).

Таблица 2

Климатические параметры муниципального образования г. Тобольск

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя
1. Климатические параметры холодного периода года		
Абсолютная минимальная температура воздуха	$^{\circ}\text{C}$	-52
Температура воздуха наиболее холодных суток		
- обеспеченностью 0,98	$^{\circ}\text{C}$	-47
- обеспеченностью 0,92	$^{\circ}\text{C}$	-44
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки		
- обеспеченностью 0,98	$^{\circ}\text{C}$	-43
- обеспеченностью 0,92	$^{\circ}\text{C}$	-39
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца	%	81
Количество осадков за ноябрь – март	мм	117
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль		ЮВ
2. Климатические параметры теплого периода года		
Абсолютная максимальная температура воздуха	$^{\circ}\text{C}$	40
Температура воздуха		

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя
- обеспеченностью 0,98	°С	26
- обеспеченностью 0,95	°С	23
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца	°С	24,3
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца	%	71
Количество осадков за апрель – октябрь	мм	363
Суточный максимум осадков	мм	102
Преобладающее направление ветра за июнь–август		С
Средняя температура наружного воздуха за отопительный период	°С	-7,9
Продолжительность отопительного периода	сут.	231

Источники: 1. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» (СП 131.13330.2018) (Климатическая характеристика принимается для расчета по г. Тобольск*)

Безморозный период колеблется от 99 до 157 дней. Температурный режим определяет и глубину промерзания почвогрунтов. Нормативная глубина промерзания грунтов для г. Тобольска составляет 192 см.

По данным СП 131.13330.2018 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99 «Строительная климатология», средняя температура наружного воздуха за отопительный период – -7,9 °С, продолжительность отопительного периода – 231 день.

Средняя годовая температура воздуха составляет 0,6 °С (табл. 3). Самый холодный месяц в году – январь со средней температурой воздуха -18,4 °С. Среднемесячная температура июля, самого теплого месяца в году, составляет +18,5 °С (табл. 4).

Основные показатели, принимаемые при определении тепловых балансов и расчета теплотребления:

- расчетная температура наружного воздуха – -39 °С;
- продолжительность отопительного периода – 231 сут.;
- среднесуточная температура отопительного периода – -7,9 °С.

Таблица 3

Среднемесячные температуры наружного воздуха

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год/ отопительный период
Температуры (Тобольск), °С	-18,4	-16,5	-7,3	2,1	10,0	16,3	18,5	15,0	9,1	1,5	-8,1	-15,5	0,6/-7,9
Дней в месяце, ед.	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365/231

Источник: СП 131.13330.2018 актуализированная версия СНиП 23-01-99* «Строительная климатология» (климатическая характеристика принимается для г. Тобольска).

Таблица 4

Климатические параметры, принимаемые в расчетах тепловых балансов и теплотребления города Тобольска

Наименование расчетных параметров	Обозначение	Ед. изм.	Значение показателя
Расчетная температура внутреннего воздуха	t_{int}	°С	21
Температура внутри помещений (детские сады, школы)	t_{int}	°С	22
Температура прочих помещений	t_{int}	°С	18
Расчетная температура внутреннего воздуха производственных зданий	t_{int}	°С	16
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции в холодный период года	t_{ext}	°С	-39

Наименование расчетных параметров	Обозначение	Ед. изм.	Значение показателя
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции в теплый период года	t_{ext}	°С	-7,9
Температура самого холодного месяца среднесуточная (январь), с для расчета ННЗТ	-	°С	-18,4
Температура переходного периода	$t_{nep. nep.}$	°С	10
Продолжительность отопительного периода	N_{ht}	Сут.	231
Градусо-сутки отопительного периода	D_d	°С сут	-6675,9
Температура холодной воды в отопительный период	t_c	°С	5
Температура холодной воды в неотапливаемый период	t_{cs}	°С	15
Температура горячей воды		°С	65
Коэффициент часовой неравномерности теплопотребления	k_r		2,4
Продолжительность работы системы ГВС	-	сут.	351
Среднегодовая температура холодной воды в сети водопровода	-	°С	8,7
Число часов использования максимальной нагрузки (для жилых зданий)	-	час	2670

Книга 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения

1.1 Функциональная структура теплоснабжения

Функциональная структура централизованного теплоснабжения городского округа представляет собой разделенное между разными юридическими лицами производство тепловой энергии и ее передачу до потребителя.

Описание источников тепловой энергии и тепловых сетей основано на данных, передаваемых разработчику по запросам заказчика Схемы теплоснабжения в адрес теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

За период 2013-2021 гг. произошли изменения функциональной структуры теплоснабжающих и теплосетевых организаций:

– до 15.10.2013 теплоснабжающей организацией являлся филиал «Энергосистема Западная Сибирь» ОАО «Фортум». С 15.10.2013 зарегистрировано новое общество ООО «Тобольская ТЭЦ», единственным учредителем (участником) которого до февраля 2016 г. являлось ОАО «Фортум». С февраля 2016 г. единственным участником являлось ПАО «Сибур Холдинг». С 01.12.2016 ООО «Тобольская ТЭЦ» реорганизовало в форме присоединения к ООО «СИБУР Тобольск»;

– до 01.07.2014 теплоснабжающей организацией являлся Тобольский филиал ОАО «Тепло Тюмени». С 01.07.2014 ОАО «Тепло Тюмени» реорганизовалось в форме присоединения к открытому акционерному обществу «Сибирско–Уральская энергетическая компания». ПАО «СУЭНКО» согласно ст. 58 ГК РФ стало полным правопреемником по всем правам и обязанностям открытого акционерного общества «Тепло Тюмени». Далее после внеочередного общего собрания акционеров, прошедшего в январе 2015 г., было принято решение об изменении наименования Общества в целях приведения его в соответствие с требованиями новой редакции Гражданского кодекса РФ. Новое полное наименование предприятия: публичное акционерное общество «Сибирско–Уральская энергетическая компания». С 19.07.2019 Обществом произведена смена наименования в соответствии с гражданским законодательством, новое полное наименование: АО «СУЭНКО». Обслуживание объектов теплоснабжения осуществляется АО «СУЭНКО» через свое структурное подразделение – Тобольский филиал АО «СУЭНКО»;

– до февраля 2016 г. теплосетевой организацией, обеспечивающей передачу тепловой энергии через магистральный трубопровод от Тобольской ТЭЦ до Городской котельной № 1, являлось открытое акционерное общество «Уральская теплосетевая компания» (далее – ОАО «УТСК»). С февраля 2016 г. владельцем магистрального трубопровода являлось ПАО «СУЭНКО», которое также осуществляет передачу тепловой энергии до потребителей, с июля 2019 года владельцем магистрального трубопровода является АО «СУЭНКО»;

– с 2014 г. услуги по передаче тепловой энергии в промышленной зоне оказывает ООО «СИБУР Тобольск». В декабре 2020 года ранее действующие (ООО «СИБУР Тобольск») и новые производственные мощности (ООО «ЗапСибНефтехим») были объединены в одно юридическое лицо — ООО «ЗапСибНефтехим».

В рамках процедуры технологического присоединения объекта капитального строительства «Многоэтажный жилой дом ГП-1 с объектами инфраструктуры на земельном участке по адресу: Тюменская область, г. Тобольск, территория Зона Вузов, участок 9а» застройщиком ООО «СЗ ГК СБК» была построена тепловая сеть (2d159мм – 90,7 м, 2d325мм – 374,3 м). Данные тепловые сети принадлежат на праве собственности ООО «Теплоснабжающая компания». Заключен договор № 5 от 21.05.2021 на оказание услуги по передаче тепловой энергии и теплоносителя с АО «СУЭНКО». Установлен тариф ООО «Теплоснабжающая компания» на услугу по передаче тепловой энергии и теплоносителя в городе Тобольске с 12.07.2021. В соответствии с официальным письмом от 25.03.2022 от Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области установлено, что на территории города Тобольска ООО «Теплоснабжающая компания» не соответствует Критериям определения единой теплоснабжающей организации.

Теплоснабжающими организациями муниципального образования город Тобольск, отпускающими тепловую энергию для населения, потребителей бюджетной сферы, производственных предприятий с 2021 года являются:

- ООО «ЗапСибНефтехим»;
- Тобольский филиал АО «СУЭНКО».

1.1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций, осуществляющих свою деятельность в границах зон деятельности единой теплоснабжающей организации

В городе Тобольске сформированы следующие системы теплоснабжения потребителей:

– для теплоснабжения Нагорной части и Восточной промышленной зоны города принята централизованная система теплоснабжения, при которой тепловая энергия вырабатывается Тобольской ТЭЦ и по тепловым сетям передается потребителям;

– теплоснабжение районов Подгорный, Иртышский, Менделеево, Юго-восточный, Левобережный, Сумкино, Пионерной базы осуществляется от 25 локальных котельных суммарной установленной мощностью по состоянию на 01.01.2022 – 108,589 Гкал/ч;

– для теплоснабжения ряда производственных и общественных зданий используются 40 локальных производственных котельных.

Система горячего водоснабжения в г. Тобольске – преимущественно открытая (от локальных котельных – закрытая).

Система централизованного теплоснабжения охватывает всю территорию городского округа, за исключением производственных зон, подключенных к собственным котельным.

Тобольская ТЭЦ отпускает тепловую энергию в виде горячей воды, острого и отборного пара. Существует две зоны действия источника в горячей воде: отпускает тепловую энергию на центральный газодиффузионный узел ООО «Тобольск-Нефтехим» и на город. Объем отпуска тепловой энергии от Тобольской ТЭЦ за 2019-2021 гг. представлен в таблице 5.

Таблица 5

Отпуск тепловой энергии в виде пара и горячей воды от Тобольской ТЭЦ

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г. факт	2020 г. факт	2021 г. факт
Выработка тепловой энергии ООО «ЗапСибНефтехим» (без собственных (производственных) нужды)	Гкал	5 831 957	5 479 417	5 848 580
Хозяйственные нужды ООО «ЗапСибНефтехим» (генерация ТЭЦ), в т.ч.	Гкал	6 031	6 031	6 031
- пар	Гкал			
- горячая вода	Гкал	6 031	6 031	6 031
Полезный отпуск тепловой энергии всего (генерация ТЭЦ), в т.ч.	Гкал	5 825 926	5 473 386	5 842 549
тепловая энергия в паре всего, в т.ч.	Гкал	4 829 799	4 543 330	4 824 680
- тепловая энергия в паре на собственное производство (ООО «ЗапСибНефтехим»)	Гкал	4 767 799	4 477 635	4 814 128
- отборный пар	Гкал	1 609 582	1 960 054	1 574 275
- острый пар	Гкал	3 158 217	2 517 581	3 239 853
- тепловая энергия в паре прочим потребителям	Гкал	62 000	65 695	10 552
- отборный пар	Гкал	62 000	65 695	10 552
- острый пар	Гкал			
тепловая энергия в горячей воде всего, в т.ч.	Гкал	996 127	930 056	1 017 869
- на собственное производство (ООО «ЗапСибНефтехим»)	Гкал	147 004	160 828	172 499
- прочим потребителям (АО «СУЭНКО»)	Гкал	849 123	769 228	845 370

Тобольская ТЭЦ вырабатывает тепловую энергию для нужд Нагорной части города Тобольска. Распределение и поставку тепловой энергии конечным потребителям Нагорной части города Тобольска осуществляет Тобольский филиал АО «СУЭНКО».

В Нагорной части города Тобольска построена Городская котельная № 1. Проектом предусматривалась автономная работа для нужд отопления и горячего водоснабжения города, предусматривалась работа 4 пиковых котлов КВГМ-100 (100 Гкал/ч), работа котельной должна осуществляться по закрытой схеме. На момент разработки схемы теплоснабжения не закончен монтаж 2-х котлов КВГМ-100, 2 котла в процессе консервации разморожены, дальнейшая эксплуатация невозможна.

Городская котельная № 1 (ГК-1) на момент актуализации Схемы теплоснабжения является связующим элементом теплоснабжения Нагорной части города, обеспечивая необходимый гидравлический режим, работая как насосная станция. Резервные емкости под воду, установленные на ГК-1 5000м³ x 2шт. являются буфером, при отсутствии водоразбора, регулируют давление в обратном трубопроводе на Тобольской ТЭЦ, котельная является дополнительным источником подпиточной воды.

Теплоснабжение Подгорной части города, п. Сумкино, мкрн. Иртышский, мкрн. Менделеево, ТО Левобережье, районов Юго-восточный и Пионерной базы осуществляется от котельных Тобольского филиала АО «СУЭНКО». Теплосетевые комплексы (котельные, тепловые сети, насосные станции), расположенные в г. Тобольске, являются собственностью муниципального образования и переданы в аренду АО «СУЭНКО» на основании договоров аренды.

Имущественный комплекс систем централизованного теплоснабжения в составе объектов инженерной инфраструктуры, участвующих в технологическом процессе выработки и передачи тепловой энергии, расположенных на территории г. Тобольска и входящих в муниципальную собственность, передан Комитетом по управлению имуществом администрации города Тобольска и Муниципальным казенным учреждением «Имущественная казна города Тобольска» в аренду АО «СУЭНКО» по договорам аренды.

Теплоснабжение потребителей Тобольского филиала АО «СУЭНКО» осуществляется от 25 котельных. В конце 2017 г. были введены в эксплуатацию котельные № 9, № 11 в п. Сумкино. Котельная № 1 (п. Сумкино) – выведена из эксплуатации в конце 2017 г. Вырабатываемая на котельных Тобольского филиала АО «СУЭНКО» тепловая энергия отпускается в виде сетевой воды. Прекращены договоры аренды Котельных № 21, 23, 26.

Теплоснабжение потребителей Подгорной части г. Тобольска осуществляется от 15 котельных: №№ 4; 5; 6; 8; 10; 12; 13; 14; 17; 18; 24; 25; 27; 29; 31.

Теплоснабжение потребителей мкрн. Иртышский г. Тобольска осуществляется от двух котельных: №№ 3; 20. Ранее действующая котельная № 7 выведена из эксплуатации в 2014 г.

Теплоснабжение потребителей мкрн. Менделеево г. Тобольска осуществляется от одной котельной № 22.

Теплоснабжение потребителей района Юго-восточный г. Тобольска осуществляется от одной котельной № 16.

Теплоснабжение потребителей ТО Левобережье г. Тобольска осуществляется от двух котельных №№ 15; 19.

Теплоснабжение потребителей п. Сумкино г. Тобольска осуществляется от трех котельных: №№ 2, 9, 11. Котельная № 1 выведена из эксплуатации в конце 2017 г.

Теплоснабжение потребителей района Пионерной базы г. Тобольска осуществляется от одной котельной № 28.

ООО «Тобольск-Нефтехим» с 2014 г. обеспечивает подачу тепловой энергии для собственных нужд и сторонним производственным потребителям (ООО «Тобольск-Полимер» в виде горячей воды и в паре отборном давлением 13,0 кг/см², вырабатываемой Тобольской ТЭЦ).

Несколько локальных котельных находятся в собственности организаций и предприятий города Тобольска и осуществляют теплоснабжение своих производственных и административных объектов (табл. 6):

- Тобольско – Тюменская епархия (18 локальных котельных);

- ОАО «Тобольское ПАТП» (1 локальная производственная котельная);
- ОАО «Тобольский городской молочный завод» (1 локальная производственная котельная);
- ОАО «Тобольский речной порт» (1 локальная производственная котельная).

Таблица 6

**Перечень и характеристика локальных котельных города Тобольска
по состоянию на 01.01.2022**

Наименование предприятия/ Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч
Тобольско – Тюменская епархия, 18 котельных	5,811	Данные не предоставлены	
ОАО «Тобольское ПАТП»	2,544	Данные не предоставлены	
ОАО Тобольский городской молочный завод»	2,08	Данные не предоставлены	
ОАО «Тобольский речной порт»	3,44	Данные не предоставлены	1,72

1.1.2 Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями, осуществляющими свою деятельность в границах зон деятельности ЕТО

Тобольская ТЭЦ вырабатывает тепловую энергию в виде пара и горячей воды для нужд Нагорной части г. Тобольска и промышленной зоны. По тепловым сетям магистральной теплотрассы, протяженностью 9,445 км, тепловая энергия поступает от Тобольской ТЭЦ до Городской котельной № 1. Распределение и поставку тепловой энергии конечным потребителям Нагорной части города Тобольска осуществляет Тобольский филиал АО «СУЭНКО».

До февраля 2016 г. в соответствии с договором на теплоснабжение, заключенным между ОАО «УТСК» и ПАО «СУЭНКО» через присоединенную тепловую сеть ОАО «УТСК» поставляло тепловую энергию в горячей воде для целей организации теплоснабжения потребителей г. Тобольска до границ раздела балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон, которые определены Актом, являющимся обязательным приложением к договору. Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон были установлены по узлам П2, П3а, П4, П5, узел А с наружной стороны стен по выходу тепломагистрали, находящимся на балансе ОАО «УТСК».

По состоянию на 01.01.2022 граница раздела балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности трубопроводов ЭТПГ ООО «ЗапСибНефтехим» и теплотрассы АО «СУЭНКО» устанавливается по сварному шву (нижнего отвода и прямолинейного участка трубопровода в сторону ЭТПГ ООО «ЗапСибНефтехим») на трубопроводах прямой и обратной тепловой сети 2Ду900 мм, расположенных на расстоянии 2,5 м от точки врезки в теплотрассу АО «СУЭНКО» протяженностью 9,445 км между опорами № 19 и № 20².

Принципиальная схема теплоснабжения город Тобольска представлена на рисунке 2.

² Границы определены Актом разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности Сторон

Принципиальная схема

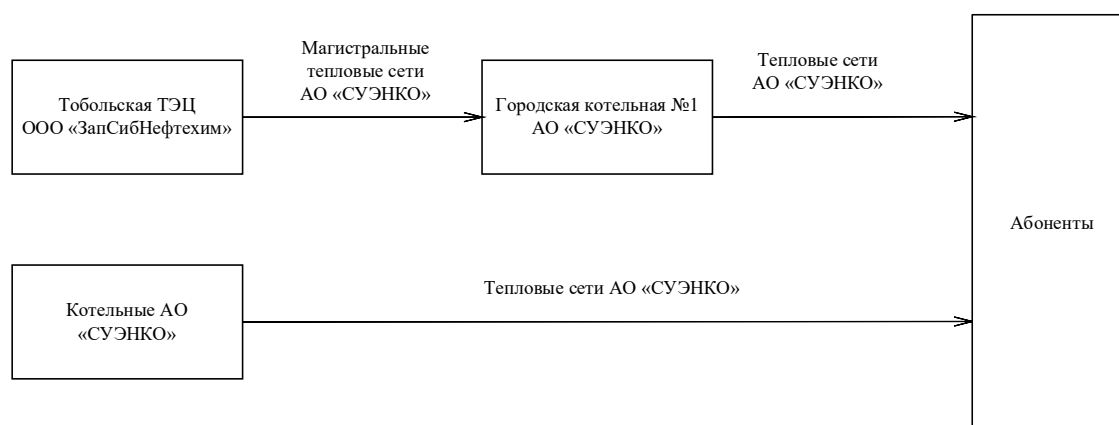


Рисунок 2. Принципиальная схема теплоснабжения города Тобольска

Объем переданной тепловой энергии определяется по установленным узлам коммерческого учета на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в соответствии с перечнем присоединенных потребителей к сетям АО «СУЭНКО».

С июля 2019 г. участок тепловых сетей магистральной теплотрассы от Тобольской ТЭЦ до Городской котельной № 1, протяженностью 9,445 км является собственностью АО «СУЭНКО». Поставка тепловой энергии и теплоносителя осуществляется по договору между ООО «ЗапСибНефтехим» и АО «СУЭНКО» (договор поставки тепловой энергии и теплоносителя от 19.02.2016 № Д-Т-2016-0089/ТТЭЦ.6).

Описание технологических, оперативных и диспетчерских связей

В г. Тобольске, в соответствии с распоряжением администрации города Тобольска от 17.12.2010 года № 2443 «О создании единой дежурно-диспетчерской службы», Положением о единой дежурно-диспетчерской службе города Тобольска (приложение №1 к распоряжению администрации города Тобольска от 17.12.2010 года № 2443), постановлением администрации города Тобольска от 01.08.2012 года №110 «Об организации сбора и обмена информацией в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», создана и функционирует Единая дежурно-диспетчерская служба в составе МКУ «Управление по ГОЧС г. Тобольска» (далее – ЕДДС города).

ЕДДС города – орган повседневного управления городской подсистемы РСЧС, предназначенной для координации действий дежурных и диспетчерских служб города (в первую очередь, имеющих силы и средства постоянной готовности к реагированию на возникающие ЧС – экстренного вызова «01», «02», «03», «04», топливно-энергетического и жилищно-коммунального хозяйства, потенциально опасных объектов) и создаваемый при органе управления ГОЧС на штатной (за счёт дополнительной численности органа ГОЧС) или внештатной (путём организации дежурства должностных лиц существующих органов управления и ДДС) основе.

Основными задачами ЕДДС города являются:

– оперативное управление силами и средствами постоянной готовности, постановка и доведение до них задач по локализации и ликвидации последствий пожаров, аварий, стихийных бедствий и других ЧС, принятие необходимых экстренных мер и решений (в пределах, установленных вышестоящими органами полномочий);

– приём от населения любых сообщений несущих информацию об угрозе или факте возникновения ЧС природного и техногенного характера, аварий, их анализ и оценка достоверности, доведение поступающей информации до ДДС, в компетенцию которых входит реагирование на принятое сообщение, и контроль принятых ими мер;

– сбор от дежурно-диспетчерских служб, систем мониторинга окружающей среды и распространения между ДДС города информации об угрозе или факте возникновения ЧС, аварий, требующих совместных действий городских служб;

– обработка и анализ данных о ЧС, определение её масштаба и состава дежурно-диспетчерских служб, привлекаемых для реагирования на ЧС, их оповещение о переводе в высшие режимы функционирования ОСОДУ;

– оценка и контроль обстановки, подготовка вариантов управленческих решений по ликвидации ЧС, принятие необходимых решений, доведение задач до ДДС и подчинённых сил постоянной готовности, контроль их выполнения и организация взаимодействия;

– представление докладов об угрозе или возникновении ЧС, сложившейся обстановке, возможных вариантах решений и действий по её ликвидации ЧС вышестоящими органами управления по подчинённости;

– информирование об обстановке и принятых мерах дежурно-диспетчерских служб, привлекаемых к ликвидации ЧС, подчинённых сил постоянной готовности;

– обобщение информации о прошедших ЧС (за сутки дежурства), ходе работ по их ликвидации и представление соответствующих докладов по подчинённости.

ЕДДС города включает в себя: руководство ЕДДС, дежурно-диспетчерский персонал; пункт управления, средства связи, оповещения и автоматизации управления. На базе ЕДДС МО развернута и функционирует в круглосуточном режиме «Система-112», которая обеспечивает вызов экстренных оперативных служб через единый номер «112».

Имеются прямые линии связи с Тобольским телеграфом, ООО «Тобольск-Нефтехим».

ЕДДС города взаимодействует с диспетчерскими службами теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

Заключены соглашения о взаимодействии и информационном обмене между ЕДДС города и ведомственными ДДС, в том числе с ООО «ЗапСибНефтехим» и АО «СУЭНКО».

1.1.3 Описание зон действия источников тепловой энергии, не вошедших в зоны деятельности ЕТО (производственных котельных)

На территории города Тобольска действует несколько производственных котельных, не отпускающих тепловую энергию сторонним потребителям.

Предприятиями в производственных зонах городского округа, подключенными к собственным производственным котельным, обеспечивающим отпуск тепловой энергии на собственные производственные и хозяйственные нужды производственных предприятий и организаций, являются: Тобольско – Тюменская епархия (18 локальных котельных), ОАО «Тобольское ПАТП» (1 локальная производственная котельная), ОАО «Тобольский городской молочный завод» (1 локальная производственная котельная), ОАО «Тобольский речной порт» (1 локальная производственная котельная).

При формировании Схемы теплоснабжения существующие характеристики и перспективы развития источников теплоснабжения, не обеспечивающих тепловой энергией население и социально значимые объекты, и не входящих в реестр имущества муниципального образования город Тобольск, не рассматриваются.

1.1.4 Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Индивидуальные источники тепловой энергии используются для отопления и подогрева воды в частном малоэтажном жилищном фонде. В качестве индивидуальных источников применяются бытовые котлы на газовом топливе, электронагревательные установки, печное отопление. Для обеспечения индивидуального теплоснабжения используется природный газ.

Индивидуальные источники тепловой энергии (крышные котельные) для теплоснабжения многоквартирных домов не используются.

В рамках реализации Схемы теплоснабжения организация поквартирного отопления не планируется.

Графические материалы (бумажные и электронные карты-схемы городского округа с его делением на зоны действия источников, теплоснабжающих и теплосетевых организаций) приведены в составе Электронной модели системы теплоснабжения города Тобольска (см. Приложения к схеме теплоснабжения г. Тобольск).

Карта-схема расположения и сетей источников теплоснабжения г. Тобольска приведена в Приложении к схеме теплоснабжения г. Тобольск).

Описание изменений в функциональной структуре теплоснабжения города Тобольска на период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В рамках процедуры технологического присоединения объекта капитального строительства «Многоэтажный жилой дом ГП-1 с объектами инфраструктуры на земельном участке по адресу: Тюменская область, г. Тобольск, территория Зона Вузов, участок 9а» застройщиком ООО «СЗ ГК СБК» была построена тепловая сеть (2d159мм – 90,7 м, 2d325мм – 374,3 м). Данные тепловые сети принадлежат на праве собственности ООО «Теплоснабжающая компания». Заключен договор № 5 от 21.05.2021 на оказание услуги по передаче тепловой энергии и теплоносителя с АО «СУЭНКО». Установлен тариф ООО «Теплоснабжающая компания» на услугу по передаче тепловой энергии и теплоносителя в городе Тобольске с 12.07.2021. В соответствии с официальным письмом от 25.03.2022 от Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области установлено, что на территории города Тобольска ООО «Теплоснабжающая компания» не соответствует Критериям определения единой теплоснабжающей организации.

1.2 Источники тепловой энергии

1.2.1 Источники комбинированной выработки тепла и электроэнергии

Источником комбинированной выработки тепла и электроэнергии является Тобольская ТЭЦ, введенная в эксплуатацию в 1980 г.

От Тобольской ТЭЦ осуществляется теплоснабжение потребителей Восточной промышленной зоны (зоны НХК) и Нагорной части города Тобольска.

Мощность Тобольской ТЭЦ по электрической энергии до 2011 г. – 452 МВт. В 2011 г. на Тобольской ТЭЦ в рамках договора о предоставлении мощности (ДПМ) комплекс генерирующего оборудования станции мощностью 213,3 МВт (по электрической энергии) введен в коммерческую эксплуатацию в начале октября 2011 г. Особенность нового пускового комплекса Тобольской ТЭЦ – технологическое решение, при котором используется часть оборудования, построенного в 1986 г. К турбине Р-100, выведенной из консервации, установлена вновь построенная приключенная турбина К-110, которая вторично использует энергию пара. Такая комбинация позволяет загрузить имеющиеся мощности и обеспечить их работу в экономичном режиме.

1.2.1.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

В состав Тобольской ТЭЦ входит:

Основное установленное оборудование Тобольской ТЭЦ (табл. 7-8):

- водогрейные котлы КВГМ-100 ст. № 1, 2, 3;
- паровые котлы ТГМЕ-428 Е-500-140 ГМВН ст. № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9;
- паровые турбины ПТ-135/165-130/15- 1шт., Т-175/210-130 – 1шт., ПТ-140/165-130/15 – 1 шт., Р-100-130/15 – 1 шт., К-110-1,6 – 1 шт.;
- редуционно-охладительные установки: быстродействующие – 4 шт., растопочные – 2 шт.

Водогрейные газо-мазутные котлы типа КВГМ-100 предназначены для покрытия пиков теплофикационных нагрузок.

Таблица 7

Параметры работы основного оборудования Тобольской ТЭЦ в 2021 г., используемого при производстве тепловой энергии

Маркировка	Тип оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель (страна)	Установленная мощность	Производительность (фактическая)	Режим работы	Вид топлива
ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН	Паровой котел	1983	«Красный котельщик» г. Таганрог	300,3 Гкал/ч	300,3 Гкал/ч	базовый	Природный газ
ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН	Паровой котел	1983	«Красный котельщик» г. Таганрог	300,3 Гкал/ч	300,3 Гкал/ч		
ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН	Паровой котел	1984	«Красный котельщик» г. Таганрог	300,3 Гкал/ч	300,3 Гкал/ч		
ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН	Паровой котел	1984	«Красный котельщик» г. Таганрог	300,3 Гкал/ч	300,3 Гкал/ч		
ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН	Паровой котел	1986	«Красный котельщик» г. Таганрог	300,3 Гкал/ч	300,3 Гкал/ч		
ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН	Паровой котел	1987	«Красный котельщик» г. Таганрог	300,3 Гкал/ч	300,3 Гкал/ч		
ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН	Паровой котел	1988	«Красный котельщик» г. Таганрог	300,3 Гкал/ч	300,3 Гкал/ч		
ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН	Паровой котел	1988	«Красный котельщик» г. Таганрог	300,3 Гкал/ч	300,3 Гкал/ч		
ТГМЕ-428 Е-500-140ГМВН	Паровой котел	2011	«Красный котельщик» г. Таганрог	300,3 Гкал/ч	300,3 Гкал/ч		
КВГМ-100	Водогрейный котел	1980	Дорогобужский котельный завод	100 Гкал/ч	100 Гкал/ч	пиковый	Природный газ
КВГМ-100	Водогрейный котел	1981	Дорогобужский котельный завод	100 Гкал/ч	100 Гкал/ч		

Маркировка	Тип оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель (страна)	Установленная мощность	Производительность (фактическая)	Режим работы	Вид топлива
КВГМ-100	Водогрейный котел	1984	Дорогобужский котельный завод	100 Гкал/ч	100 Гкал/ч		
ПТ-135/165-130/15	Паровая турбина	1983	ЗАО «Уральский турбинный завод», г. Екатеринбург	Максимальная 162 МВт	Номинальная 135 МВт	-	-
ПТ-140/165-130/15-2	Паровая турбина	1985	ЗАО «Уральский турбинный завод», г. Екатеринбург	Максимальная 167 МВт	Номинальная 142 МВт	-	-
Т-175/210-130	Паровая турбина	1983	ЗАО «Уральский турбинный завод», г. Екатеринбург	Максимальная 210 МВт	Номинальная 175 МВт	-	-
Р-100-130/15	Паровая турбина	2011	ЗАО «Уральский турбинный завод», г. Екатеринбург	103,6 МВт	-	-	-
К-110-1,6	Паровая турбина	2011	ЗАО «Уральский турбинный завод», г. Екатеринбург	109,7 МВт	-	-	-
Быстродействующая редуционно-охлаждающая установка БРОУ-1А	Редуционно-охлаждающая установка	1983	-	250 т/ч	250 т/ч	-	-
Быстродействующая редуционно-охлаждающая установка БРОУ-1Б	Редуционно-охлаждающая установка	1983	-	250 т/ч	250 т/ч	-	-
Быстродействующая редуционно-охлаждающая установка БРОУ-2	Редуционно-охлаждающая установка	2014	-	250 т/ч	250 т/ч	-	-
Быстродействующая редуционно-охлаждающая установка БРОУ-3	Редуционно-охлаждающая установка	2014	-	250 т/ч	250 т/ч	-	-

Маркировка	Тип оборудования	Год ввода в эксплуатацию	Завод-изготовитель (страна)	Установленная мощность	Производительность (фактическая)	Режим работы	Вид топлива
Растопочная редуционно-охлаждающая установка	Редуционно-охлаждающая установка	1984	-	150 т/ч	150 т/ч	-	-
Растопочная редуционно-охлаждающая установка	Редуционно-охлаждающая установка	1984	-	150 т/ч	150 т/ч	-	-

Таблица 8

Краткая характеристика оборудования действующей части Тобольской ТЭЦ

Наименование показателей	ПТ-135/165-130/15 Ст.№1	ПТ-140/165-130/15 Ст.№4	Т-175/210-130 Ст.№2	Р-100-130/15	К-110-1,6
Мощность, МВт					
номинальная	135	142	175	-	-
максимальная	162	167	210	103,6	109,7
Абсолютное давление свежего пара, кгс/см ²	130	130	130	-	-
Температура свежего пара, °С	555	555	555	-	-
Максимальный расход свежего пара, т/ч	760	810	760	-	-
Номинальные величины одновременных отборов при номинальной мощности:					
производственного, Гкал/ч (т/ч)	195(320)	205(335)	0	-	-
отопительного, Гкал/ч, (т/ч)	110(210)	115(220)	270(520)	-	-
Номинальное абсолютное давление производственного отбора кгс/см ²	15	15	-	-	-
Пределы регулируемого давления в отопительных отборах					
в нижнем отопительном отборе, кгс/см ²	0,4 - 1,2	0,4 - 1,2	0,5 - 2,0	-	-
в верхнем отопительном отборе, кгс/см ³	0,9 - 2,5	0,9 - 2,5	0,6 - 3,0	-	-
Тип ПСГ	ПСГ-1300-3-8-1	ПСГ-1300-3-8-2	ПСГ-5000-3,5-8-1	-	-
Расход сетевой воды:					
минимальный, т/ч	1200	1200	2700	-	-
максимальный т/ч	3000	3000	7200	-	-
номинальный т/ч	2300	2300	6000	-	-

1.2.1.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Показатели установленной мощности Тобольской ТЭЦ представлены в таблице 9.

Таблица 9

Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки Тобольской ТЭЦ

Оборудование	Установленная тепловая мощность Гкал/ч				
	Пара производственных отборов	Пара теплофикационных отборов	ПВК	Энергетических котлов	Всего Гкал/ч
ПТ-135/165-130/15 Ст. № 1	195	110			305
ПТ-140/165-130/15 Ст.№4	205	115			320
Т-175/210-130 Ст. № 2		270			270
КВГМ-100			300		300
Энергетические котлы (ТГМЕ-428)				1028	1028
По ТЭЦ	400	495	300	1028	2223

1.2.1.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

По состоянию на 01.01.2022 ограничения тепловой мощности Тобольской ТЭЦ отпуска тепла потребителям с паром и горячей водой отсутствуют.

1.2.1.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Данные об установленной, располагаемой тепловой мощности, величине потребления тепловой мощности на собственные нужды и значениях тепловой мощности нетто за 2020 г. представлены в таблице 10.

Таблица 10

Баланс тепловой мощности Тобольской ТЭЦ

Наименование	Установленная мощность (в паре и в горячей воде), Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч (в горячей воде)	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
Тобольская ТЭЦ	2223	В паре 1428	114,216	1428
		Горячая вода 795		680,8

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, представлен в таблице 11.

Таблица 11

Потребление тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды

Наименование показателя	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Тобольская ТЭЦ					
Отпуск тепловой энергии на собственные нужды	тыс. Гкал	133,661	162,970	622,581	639,480
горячая вода	тыс. Гкал	15,371	18,742	70,917	77,401
пар, в т.ч.	тыс. Гкал	118,290	144,228	551,664	562,079
пар острый	тыс. Гкал	0,000	0,000	0,000	0,000
пар отборный	тыс. Гкал	118,290	144,228	551,664	562,079
Хозяйственные нужды	тыс. Гкал	6,031	6,031	6,031	6,031
Собственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	139,692	169,001	628,612	645,511
Собственные и хозяйственные нужды	%	2,3	2,8	9,7	10,5

1.2.1.5 Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Данные по срокам ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, срокам его освидетельствования и мероприятиям по продлению ресурса представлены в таблице 12. Данные по годам продления ресурса котлов и паровых турбин Тобольской ТЭЦ представлены в таблицах 13-14.

Таблица 12

Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования и освидетельствования оборудования Тобольской ТЭЦ

№ п/п	Наименования оборудования	Регистрационный номер	Год ввода в эксплуатацию	Год последнего освидетельствования	Год продления разрешенной эксплуатации	Мероприятия по продлению
1	Котел водогрейный ст. № 1, КВГМ-100	2341	1978	ЭПБ 07.07.2016	2025	нет
2	Котел водогрейный ст. № 2, КВГМ-100	2392	1981	ЭПБ 28.12.2017	2025	нет
3	Котел водогрейный ст. № 3, КВГМ-100	2495	1984	ЭПБ 27.09.2017	2022	нет
4	Подогреватель сырой воды № 1 (бойлер сетевой), ПСВ-500-3-23	143Т	1993	Н.О., В.О., ГИ. 28.12.2017	28.12.2023	нет
5	Подогреватель сырой воды №2 (бойлер сетевой) ПСВ-500-3-23	144Т	1993	Н.О., В.О., ГИ. 28.12.2017	28.12.2023	нет
6	Подогреватель сырой воды №3 (бойлер сетевой), ПСВ-500-3-23	145Т	1993	Н.О., В.О., ГИ. 28.12.2017	28.12.2023	нет
7	Подогреватель сетевой горизонтальный ПСГ-1 ТГ-1, ПСГ-1300-3-8-1	1	1983	ЭПБ 2017	31.12.2025	нет
8	Подогреватель сетевой горизонтальный ПСГ-2 ТГ-1, ПСГ-1300-3-8-1	6356	1984	ЭПБ 2017	31.12.2025	нет
9	Подогреватель сетевой горизонтальный ПСГ-1 ТГ-4, ПСГ-1300-3-8-1	3	1985	ЭПБ 2014	01.09.2022	нет
10	Подогреватель сетевой горизонтальный ПСГ-1 ТГ-4, ПСГ-1300-3-8-1	6831	1985	ЭПБ 2014	01.09.2022	нет
11	Подогреватель сетевой горизонтальный ПСГ-1 ТГ-2, ПСГ-5000-3,5-8	2	1984	ЭПБ 2012	01.10.2020	нет
12	Подогреватель сетевой горизонтальный ПСГ-2 ТГ-2, ПСГ-5000-3,5-8	6357	1984	ЭПБ 2018	31.12.2026	нет
13	Аккумуляторный бак АБ-1, РВС-2000 м ³	-	1981	Н.О., В.О. 2019	2036	Установлен новый
14	Аккумуляторный бак АБ-2, РВС-2000 м ³	-	1982	Н.О., В.О. 2019	2040	Установлен новый
15	Аккумуляторный бак АБ-3, РВС-2000 м ³	-	1982	ЭПБ 2017	31.12.2019	нет

Таблица 13

Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса энергетических котлов источника комбинированной выработки

Ст.№	Тип котла	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, ч	Наработка на конец 2018 года ч	Год достижения паркового ресурса	Назначенный ресурс, ч	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ТГМЕ-428	1983	120000	193000	2007	200 000	2	2020
2	ТГМЕ-428	1983	120000	188603	2007	190 000	2	2022
3	ТГМЕ-428	1984	120000	191898	2008	206 000	3	2022
4	ТГМЕ-428	1985	120000	189239	2009	190 000	2	2022
5	ТГМЕ-428	1985	120000	179495	2009	190 000	2	2023
6	ТГМЕ-428	1987	120000	168012	2011	185 000	2	2023
7	ТГМЕ-428	1988	120000	167091	2012	185 000	3	2023
8	ТГМЕ-428	1989	120000	148434	2013	188 000	2	2025
9	ТГМЕ-428	2011	120000	21750	2040	-	-	-

Таблица 14

**Год ввода в эксплуатацию, наработка и год достижения паркового ресурса паровых турбин
источника комбинированной выработки**

Ст.№	Тип турбины	Год ввода в эксплуатацию	Парковый ресурс, лет (час)	Наработка на конец 2018 года	Год достижения паркового ресурса	Нормативное число пусков	Количество пусков	Назначенный ресурс, ч	Количество продлений	Год достижения назначенного ресурса
1	ПТ-135/165-130/15	1983	220000	254819	2013	600	274	276 600	1	2022
2	Т-175/210-130	1983	220000	227957	2012	600	273	248 000	1	2023
3	Р-100-130/15	2011	220000	25791	2050	600	94	-	-	2050
4	ПТ-140/165-130/15	1985	220000	238630	2012	600	254	270 000	1	2023
5	К-110-1,6	2011	40	22985	2050	100	65	-	-	2050

1.2.1.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

На Тобольской ТЭЦ бойлеры, сетевые насосы и водогрейные котлы соединены коммуникациями по центральной схеме. Отработанный теплоноситель с температурой не более 70 °С подается из города по обратному трубопроводу и поступает во всасывающий коллектор насосов первого подъема I-СН 1÷5, а в летнем режиме – во всасывающий коллектор трех насосов рециркуляции НРЦ -1÷3.

От насосов первого подъема вода поступает на основные бойлеры трех турбин (ПТ-135/165-130/15, Т-175/210-130, ПТ-140/165-130/15). Бойлеры каждой турбины ПСГ-1 и ПСГ-2 включены последовательно. Из них нагретая не более, чем до 120 °С, вода стационарным коллектором подводится к всасывающим линиям сетевых насосов второго подъема II-СН 1÷5.

Насосами второго подъема вода через напорный коллектор второго подъема поступает на стационарные пиковые бойлеры БС-1,2,3 или водогрейные котлы ВК-1,2,3, в которых при необходимости, догревается до расчетной температуры. После них, горячая вода подается в прямую магистраль теплосети и подается во внешний контур для отопления потребителей. Давление в прямой магистрали составляет $13,5 \pm 0,7$ кгс/см². Давление в обратной магистрали $1,2 \pm 0,2$ кгс/см² поддерживается тремя насосами подпитки теплосети (НПТС) добавкой воды из баков питания теплосети (аккумуляторных баков) АБ 1÷3.

За бойлерами турбин производится отбор горячей воды для собственных нужд Тобольской ТЭЦ. Технические характеристики оборудования представлены в таблицах 15-18.

Таблица 15

Технические характеристики сетевых насосов Тобольской ТЭЦ

1	Тип насоса	СЭ 2500-60	СЭ 2500-180	СЭ 2500-180	СЭ 800-100	СЭ 800-100	СЭ 800-100
2	Обозначение насоса	I-СН 1÷5	II-СН 2,3,4	II-СН 1,5	НРЦ-1	НРЦ-2	НРЦ-3
3	Подача м ³ /час	2500	2500	2500	800	800	800
4	Напор, м	60	180	130	35	55	100
5	Температура перекач. воды, °С	180	180	180	120	120	120
6	Тип электродвигателя	A312-41-4	2A3M1600	2A3M1600	A3400L4	A3400L4	A3400L4
7	Мощность, кВт	500	1600	1300	315	315	315
8	Напряжение, В	6000	6000	6000	6000	6000	6000

Таблица 16

Технические характеристики пиковых сетевых бойлеров

1	Тип	ПСВ -500-14-23
2	Поверхность нагрева, м ²	500
3	Температура воды на входе, °С	70
4	Температура воды на выходе, °С	150
5	Расход воды через подогреватель, т/час	1800

Таблица 17

Технические характеристики насосов подпитки теплосети (3 шт.)

1	Тип	300Д-70
2	Производительность, м ³ /час	800
3	Напор, м. в.ст.	24
4	Напряжение эл/дв., В	380
5	Мощность эл/дв., кВт	110

Таблица 18

Технические характеристики водогрейных котлов КВГМ-100

1	Теплопроизводительность, Гкал/ч		100
2	Температура воды на входе, °С		70/110
3	Температура воды на выходе, °С		150
4	Расход воды, т/час		1235/2460
5	КПД брутто, %	при работе на газе	92,6
		при работе на мазуте	91,1
6	Расход топлива	при работе на газе, нм ³ /час	12520
		при работе на мазуте, кг/час	11500

1.2.1.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Нагрев сетевой воды на Тобольской ТЭЦ может осуществляться в трех теплофикационных установках турбоагрегатов типа ПТ-140/165-130/15, ПТ-135/165-130/15, Т-175/210-130 (общей установленной тепловой мощностью 895 Гкал/ч, в том числе паром из отопительных отборов – 495 Гкал/ч, паром из производственных отборов – 400 Гкал/ч) и трех пиковых водогрейных котлов КВГМ-100 (суммарной установленной мощностью 300 Гкал/ч).

Система теплоснабжения открытая, с качественным регулированием отпуска тепла до температуры наружного воздуха -29°С.

При температуре наружного воздуха – 29°С и ниже – регулирование количественное. Температурный график 150/70°С, с вынужденной срезкой 130/70 °С.

1.2.1.8 Среднегодовая загрузка оборудования

Коэффициент использования установленной мощности Тобольской ТЭЦ в части тепловой мощности отбора турбин в 2019 году составил 61,8 %, в 2020 году – 64,7 % (табл. 19).

Таблица 19

Динамика показателей использования установленной мощности Тобольской ТЭЦ

Показатель	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Коэффициент использования установленной мощности, %:				
электрической	40,71	42,58	44,54	46,58
тепловой мощности отборов турбин	61,5	61,5	61,8	64,7

1.2.1.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

На станции ведется коммерческий учет отпускаемого тепла. Для этой цели используется автоматизированная система учета энергоресурсов (АСУЭ) на базе ПТК «Энергосфера» разработки ООО «Прософт», включающая в себя приборы коммерческого учета тепловой энергии и автоматизированную систему сбора информации с приборов учета. Фактическое количество тепловой энергии, поставляемой в расчетном периоде, фиксируется сторонами в Акте приема-передачи. Коммерческий учет отпуска тепловой энергии предусматривается общим узлом учета, без распределения по видам теплопотребления в соответствии с Правилами коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 18.11.1013 № 1034 «О коммерческом учете тепловой энергии, теплоносителя».

1.2.1.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказов и восстановлений оборудования источника тепловой энергии Тобольской ТЭЦ за период 2017-2020 гг. не было. На Тобольской ТЭЦ 07.04.2015 произошло прекращение подачи электроэнергии и пара, время для восстановления нормальных параметров тепло- и водоснабжения

понадобилось 20 часов. В результате отключения произошло отключение насосного оборудования на ПНС, котельных и водозаборах города Тобольска.

1.2.1.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации Тобольской ТЭЦ на момент актуализации схемы теплоснабжения не выдавались.

1.2.1.12 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Источники тепловой энергии и (или) оборудование (турбоагрегаты), входящее в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, на территории города Тобольска отсутствуют.

1.2.1.13 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

Оборудование, входящее в установку подготовки добавочной воды для подпитки теплосети, представлено в таблице 20.

Таблица 20

Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств по состоянию на 01.01.2022

Наименование оборудования	Тип	Количество	Техническая характеристика
РН-буферный фильтр	ФИПп-3,0-0,6	6	рабочее давление - 6,0 кгс/см ² производительность - 350 м ³ /ч диаметр фильтра - 3,0 м фильтрующий материал – катионит высота загрузки - 0,8÷1,0 м
Фильтр сульфугольный	ФСУ-3,4-06	27	рабочее давление - 6,0 кгс/см ² производительность - 91 м ³ /ч диаметр фильтра - 3,4 м фильтрующий материал - катионит высота загрузки - 1,7÷2,0 м
Бак декарбонизованной воды		2	объем - 400 м ³ диаметр - 7,75 м высота - 9,0 м
Насос водопроводной воды	300Д70	2	производительность - 1250 м ³ /ч напор - 70м мощность двигателя - 320 кВт
Насос декарбонизованной воды	300Д70	2	производительность - 1250 м ³ /ч напор - 70м мощность двигателя - 320 кВт рабочее напряжение - 6 кВ
Мерник кислоты		2	объем - 6,3 м ³ диаметр - 3000мм высота - 1670мм
Мерник		2	объем - 1,0 м ³

Наименование оборудования	Тип	Количество	Техническая характеристика
щелочи			
Насос-дозатор кислоты	НД 100/10К-14	4	производительность - 100л/ч напор - 10м мощность двигателя - 2,2кВт
Насос-дозатор щелочи	НД 100/10К-14	2	производительность - 100л/ч напор - 10 м мощность двигателя - 2,2 кВт
Декарбонизатор теплосети		3	производительность - 550 м ³ /ч

Исходной водой для ВПУ подпитки теплосети служит вода питьевого качества, которая поступает с ООО «Тобольск-Нефтехим». Вода на химводоочистку подается по двум водоводам, по которым поступает на всас насосов водопроводной воды и, далее, этими насосами подается в подогреватели водопроводной воды или во встроенный пучок конденсатора турбины ПТ-135-130/15 ст.№1. Подогретая до 35-40 °С вода возвращается на химводоочистку и распределяется по трем водоводам подкисления.

Узел подкисления включает в себя мерник кислоты и 4 насоса-дозатора кислоты (НДКт/с). Подкисление производится с целью снижения щелочности добавочной воды для подпитки теплосети.

Подкисленная вода поступает в декарбонизаторы теплосети, откуда сливается в баки декарбонизированной воды (БДВ-1,2). Из БДВ насосами декарбонизированной воды, вода подается на рН-буферные фильтры и частично на Na-катионитовые фильтры теплосети для обработки воды с целью снижения кальциевой жесткости. После фильтров вода подается в вакуумный деаэратор сетевой воды (ДСВ). В ДСВ производится удаление из подготавливаемой воды свободной углекислоты и растворенного кислорода. На выходе из ДСВ вода подщелачивается путем ввода едкого натра насосом-дозатором щелочи.

Химочищенная вода после ДСВ поступает в баки-аккумуляторы теплосети и оттуда насосами подпитки теплосети подается в обратный трубопровод теплосети.

При отключении воды питьевого качества, имеется возможность подачи в схему подготовки подпиточной воды теплосети, осветленной воды.

В 2014 г. завершены работы по реконструкции системы химводоочистки Тобольской ТЭЦ.

Для процесса водоподготовки на Тобольской ТЭЦ используются химические реагенты. На складе Тобольской ТЭЦ имеются шесть баков для длительного хранения концентрированных растворов серной кислоты и гидроксида натрия. При необходимости со склада растворы реагентов перекачивают в промежуточные мерные емкости для дальнейшей транспортировки на линию химической водоочистки.

Чтобы обеспечить безопасность персонала при транспортировке, была разработана система управления на базе оборудования ОВЕН:

- программируемого контроллера — ОВЕН ПЛК100;
- двух графических панелей — ОВЕН ИП320;
- модуля дискретного вывода — ОВЕН МУ110;
- повторителей сигналов интерфейса RS-485 ОВЕН АС5.

Также в системе используются сигнализаторы уровня СУ115Р, уровнемеры УЛМ4-5 (ЛИМАКО), блоки питания TCL (TracoPower), реле Finder 40.52.024.0 и другое оборудование. Основным управляющим элементом системы является программируемый логический контроллер ОВЕН ПЛК100.

1.2.2 Котельные

1.2.2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

По состоянию на 01.01.2022 источниками тепловой энергии рассматриваемых систем теплоснабжения города Тобольска являются котельные №№ 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 22, 24, 25, 27, 28, 29 и 31, с суммарной установленной тепловой мощностью в горячей воде 108,589 Гкал/ч.

Городская котельная № 1

В Нагорной части города Тобольска в 1982-1984 гг. спроектирована и построена городская котельная № 1 (далее – ГК-1). Проектирование ГК-1 предусматривало котельную как источник производства тепловой энергии, с блоком химводоочистки, мазутным хозяйством, способным удовлетворить потребность города в тепловой энергии как в межотопительный период, так и в отопительный.

Параметры работы ГК-1 (табл. 21):

– предусматривалась автономная работа для нужд отопления и горячего водоснабжения города;

– предусматривалась работа 4 пиковых котла КВГМ-100 (100 МВт), не закончен монтаж 2-х котлов, остальные 2 котла в процессе консервации разморожены, дальнейшая эксплуатация невозможна;

– работа котельной должна была осуществляться по закрытой схеме (для этих целей установлены пластинчатые теплообменники, которые в настоящее время разморожены и не подлежат дальнейшей эксплуатации);

– проектом предусматривалась работа химводоподготовки: для этих целей смонтирована система фильтров (Н-кат. Ду3400 -12ед; На-кат. Ду1500 -6 ед; (1 ступ. – 4 ед, 2 ступ. – 2 ед.)), насосное оборудование, два паровых котла ГМ-50-14, общей мощностью 56 Гкал/ч. Количество подготовленной воды до 400 тон/час. Последний год эксплуатации системы ХВО датируется 2008 г. На момент проектирования схемы теплоснабжения день ввод в эксплуатацию ХВО не возможен.

Городская котельная №1 (ГК-1) на момент проектирования схемы теплоснабжения является связующим элементом теплоснабжения Нагорной части города, обеспечивая необходимый гидравлический режим, работая как насосная станция. Резервные емкости под воду, установленные в котельной 5000м³ х 2шт. являются буфером, при отсутствии водоразбора, регулируют давление в обратном трубопроводе на Тобольской ТЭЦ.

Водогрейные котлы КВ-ГМ-100 №№ 1,2 до 2002 г. находились в работе, котлы №№ 3,4 – не демонтированы. В 2002 г. котлы выведены из эксплуатации. В 2004 г. проведена экспертиза промбезопасности котлов №№ 1,2, по результатам которых дальнейшая эксплуатация котлов невозможна, необходимо произвести полную замену трубных элементов.

В 2008 г. проведена экспертиза промбезопасности паровых котлов ГМ-50-14 №№ 1, 2, по результатам которой эксплуатация котлов разрешена до 2012 г. В связи с выводом из эксплуатации котельного участка в 2009 г. экспертиза промбезопасности больше не проводилась.

Подпиточные насосы 7 гр. (СЭ 800-100-11 - 1 шт.) и 9 гр. (Д 630-90-1шт.) выкачивают воду для подпитки теплосети с баков аккумуляторов. Аккумуляторные баки, установленные объемом 5000м³, заполняются в ночное время, когда водоразбор в городе минимальный. Еще одной из функций подпиточных насосов является регулировка давления на всасе насосов 5 гр. (СЭ 1250-140-11 – 5 шт.), то есть ими можно либо увеличить или уменьшить давление в подающем трубопроводе идущим на город. Нарботка насосов 7 гр. составила 5 000 ч., 9 гр. – 44 600 ч.

Сетевые насосы 5 гр. (СЭ 1250-140-11 – 5шт.) установлены на прямом трубопроводе на город. Нарботка сетевых насосов 5 гр. №№ 1, 3, 4, 5 составила 120 500 ч., № 2 – 11 600 ч. Сетевые насосы 8 гр. (СЭ 1250-70-11 – 5шт.) установлены на обратном трубопроводе из города, качают на Тобольской ТЭЦ. Нарботка сетевых насосов 8 гр. №№ 2, 3, 4, 5 составила 120 500 ч., № 1 – 11 600 ч.

В ходе эксплуатации насосов были выявлены следующие дефекты:

- коррозионный и кавитационный износ рабочего колеса;
- коррозионный износ корпуса сальников;
- коррозионный износ и механическое повреждение контргаяк втулок сальника;
- коррозионный износ и механическое повреждение резьбы на валу для контргаяк;
- механический износ втулок сальника;
- коррозионный износ уплотняющих (бандажных) колец;
- разбалансировка ротора;
- механический износ поверхностей под посадку подшипников;
- механический износ посадочных мест на валу под полумуфту;
- низкое качество поставляемых подшипников;
- коррозионный износ шпилек грундбукс;
- механические и коррозионные повреждения маслоотбойных шайб;
- коррозионный износ холодильников масляной ванны.

Таблица 21

Основное оборудование, установленное на Городской котельной № 1

Оборудование	Назначение	Марка	Год изготовления/ ввода в эксплуатацию	Кол.	Примечание
Котел водогрейный	Выработка тепловой энергии	КВГМ-100 (100 Гкал/ч)	№№ 1, 2, 3, 4 – 1980 г./ №№ 1, 2 – 1995 г., №№ 3, 4 – не закончены монтажом	4	Из них: 2 котла выведены из эксплуатации из-за неправильной консервации, 2 котла не закончены монтажом (для восстановления требуется техническая диагностика)
Котел паровой	Производство пара	ГМ-50-14 (28 Гкал/ч)	№№ 1, 2 – 1980 г./1995 г.	3	Выведены из эксплуатации в 2008 г. из-за отсутствия потребности в химочищенной воде
Насос питательный	Для нужд химводоочистки	ЦНСГ-60- 264		4	Выведены из эксплуатации в 2008 г. из-за отсутствия потребности в химочищенной воде
Насос сетевой (5 гр.)	Поддержание гидравлического режима	СЭ-1250- 140-11	№1 – 1981 г./1985 г., № 2 – 2012 г./2012 г., №№ 3, 4, 5 – 1981 г./1985 г.,	5	В 2011 г. 1 насос заменен
Насос сетевой (8гр.)	Поддержание гидравлического режима	СЭ-1250- 70-11	№ 1 – 2012 г./2012 г., № 2 – 1980 г./1985 г.,	5	В 2011 г. 1 насос заменен

Оборудование	Назначение	Марка	Год изготовления/ ввода в эксплуатацию	Кол.	Примечание
			№№ 3, 4, 5 - 1985 г./1985 г.		
Насос подпиточный (7 гр.)	Поддержание гидравлического режима	Д 630-90	2019 г./2012 г.	1	В 2011 г. заменен
Насос подпиточный (9 гр.)	Поддержание гидравлического режима	СЭ 800-100-11	1985 г./1985 г.	1	
Бак запаса воды V-5000 м ³ (H=11,92 м)				2	В связи с большим сроком эксплуатации необходимо провести капремонт либо полную замену.
ГРУ, ГРП	Газоснабжение				Необходимо провести комплексное обследование систем газоснабжения.
Мазутное хозяйство	Резервное топливо				Не закончено монтажом
Блок химводоочистки	Подготовка воды				Необходимо провести комплексное обследование системы химводоочистки.
Здания, строения и сооружения					В связи с большим сроком эксплуатации необходимо провести капремонт

В 2008 г. проведено полное обследование аккумуляторных баков в соответствии с «Заключением № 430-2008 по результатам обследования и комплексной дефектоскопии группы резервуаров: аккумуляторные баки вертикальные стальные цилиндрические резервуары РВС-5000 м³ технологический № 1 и № 2 городская котельная № 1 г. Тобольск Тюменской области ЭЦ-526-2008». По результатам обследования разрешенный уровень воды в баках составил 7 м (при норме 10 м), также было выявлено, что баки пригодны к эксплуатации сроком на 5 лет (до сентября 2013 г.). После сентября 2013 г. необходимо проведение полного обследования баков.

Следующее обследование аккумуляторных баков проводилось для бака № 2 – в 2012 г. («Технический отчет по результатам проведения полного обследования и комплексной дефектоскопии аккумуляторного бака № 2 городской котельной № 1 Тобольского филиала ОАО «Тепло Тюмени»), для бака № 1 – в 2013 г. («Технический отчет по результатам проведения полного обследования и комплексной дефектоскопии аккумуляторного бака № 1 городской котельной № 1 Тобольского филиала ОАО «Тепло Тюмени»). По результатам проведения полного обследования бака № 2 в 2012 г. были выявлены дефекты в фундаменте, стенках резервуара и кровле.

Дефектами фундамента являются:

- частичное разрушение отмостки;
- вымывание грунта из-под отмостки и разрушение песчаного основания непосредственно под днищем резервуара.

Дефектом стенки резервуара являются намокания теплоизолирующего слоя вследствие отсутствия защиты от атмосферных осадков.

Дефектом кровли является отсутствие теплоизолирующего слоя вместе с покровным слоем для защиты от осадков.

Эксплуатация бака № 2 разрешается при условии восстановления эксплуатационных качеств и устранения выявленных дефектов.

По результатам проведения полного обследования бака № 1 в 2013 г. были выявлены дефекты в стенках резервуара и кровле.

Дефектом стенки резервуара являются намокания теплоизолирующего слоя вследствие частичного отсутствия защиты от атмосферных осадков.

Дефектом кровли является:

- намокание теплоизолирующего слоя вследствие отсутствия защиты. Отсутствует покровный слой для защиты от осадков;
- нарушена целостность ограждения.

Эксплуатация бака № 1 разрешается при условии восстановления эксплуатационных качеств и устранения выявленных дефектов.

В 2009 г. построена котельная № 32 «Тобольский Кремль» установленной мощностью 6 МВт. Котельная предусматривалась для обеспечения резервного теплоснабжения объектов 1-ой категории потребителей (исторических, культурных объектов). Котельная № 32 не введена в эксплуатацию в связи с отсутствием возможности газоснабжения. Пуско-наладочные работы не производились.

25 котельных обеспечивают теплоснабжением потребителей следующих районов города Тобольска:

- 1) Подгорная часть – 15 котельных;
- 2) микрорайон Иртышский – две котельные;
- 3) микрорайон Менделеево – одна котельная;
- 4) Юго-Восточный район – одна котельная;
- 5) Левобережный район – две котельные;
- 6) п. Сумкино – три котельные;
- 7) район Пионерной базы – одна котельная.

Подгорная часть

Теплоснабжение потребителей Подгорной части г. Тобольска осуществляется от 15 котельных Тобольского филиала АО «СУЭНКО» № 4; 5; 6; 8; 10; 12; 13; 14; 17; 18; 24; 25; 27; 29; 31.

1. Котельная № 4. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 6,019 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 2,546 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в декабре 2009 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла ЗИОСАБ-2500 и 1 водогрейный котел ЗИОСАБ-2000. Котлы ЗИОСАБ-2500 и ЗИОСАБ-2000 стальные, газотрубные, двухходовые по дымовым газам, горизонтального исполнения.

Котлы ЗИОСАБ-2500 и ЗИОСАБ-2000 относятся к классу жаротрубных котлов с дымогарными трубами. Теплопроизводительность ЗИОСАБ-2500 составляет 2,15 Гкал/ч (2500 кВт), ЗИОСАБ-2000 - 1,72 Гкал/ч (2000 кВт).

Основное топливо котла ЗИОСАБ-2500 природный газ, резервное – дизельное топливо. Основное топливо котла ЗИОСАБ-2000 природный газ, резервного нет. Во время отопительного периода в работе находятся 2 водогрейных котла (1 в резерве).

В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДС 135-Т400 РД «ВЕПРЬ» мощностью 100 кВт.

2. Котельная № 5. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 4,299 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 1,155 Гкал/ч.

Основное топливо природный газ, резервное топливо не предусмотрено. Во время отопительного периода в работе находится, в основном, 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АД60 Т400 мощностью 60 кВт.

В период 2013-2014 гг. выполнена полная реконструкция котельной № 5 с заменой оборудования. Произведена установка автономной газовой котельной, которая представляет собой блок-модуль с полностью смонтированным в заводских условиях всем необходимым оборудованием. Высокий уровень технологической оснащенности, применение самого современного и надежного оборудования, средств автоматизации, использование частотных преобразователей, насосного оборудования, отвечающим всем требованиям по энергоэффективности.

Котельная имеет возможность работы на основном топливе (природный газ) и резервном (дизельное топливо), предусмотрена емкость для хранения резервного топлива в случае возникновения аварийной ситуации.

Предусмотрено резервное электропитание (дизель-генераторы) и водоснабжение (бак запаса воды). Система защиты оборудования котельной предусматривает систему автоматического контроля загазованности помещения котельной (метан, угарный газ, дым).

Выполняется автоматическая подпитка внешнего и внутреннего контура подготовленной водой. Предусмотрено управление работой оборудования котельной полностью автоматическом режиме в зависимости от температуры наружного воздуха.

Основное оборудование котельной № 5 после реконструкции.

- котёл КВа-2500 стальной водогрейный тепловой мощностью 2,5 МВт – 2 ед.;
- горелка комбинированная газ/дизтопливо HR93А – 2 ед.;
- теплообменник РР 10-23-1-ВН 95/70-5/80 – 1 ед.;
- теплообменник 2х100 – 2 ед.;
- насос сетевой Wilo-BL 65/170-15/2 – 3 ед.;
- насос котловой Wilo-IPL 80/145-5,5/2 – 2 ед.;
- насос подпиточный Wilo-Economy MНІL 505 – 2 ед.;
- насос эжектора и деаэрата Wilo-Econom MНІL 506 – 2 ед.;
- система водоподготовки TS91-14 – 1 ед.;
- бак запаса воды – 1 ед./20 м³;
- бак запаса дизтоплива – 1 ед./40 м³;
- внутренний подводящий газопровод к горелкам – 1 ед.

3. Котельная № 6. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 6,019 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 1,682 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2009 г.

В котельной № 6 установлены 3 водогрейных котла: ЗИОСАБ-3000, ЗИОСАБ-2000, КСВ-2,0. Котлы ЗИОСАБ-3000 и ЗИОСАБ-2000 стальные, газотрубные, двухходовые по дымовым газам, горизонтального исполнения. Котлы ЗИОСАБ-3000 и ЗИОСАБ-2000 относятся к классу жаротрубных котлов с дымогарными трубами. Теплопроизводительность ЗИОСАБ-3000 составляет 2,58 Гкал/ч (3000 кВт), ЗИОСАБ-2000 – 1,72 Гкал/ч (2000 кВт), КСВ-2,0 – 1,72 Гкал/ч (2000 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находятся 2 водогрейных котла (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДС 135-Т400 РД «ВЕПРЬ» мощностью 100 кВт.

4. Котельная № 8. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 0,688 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,510 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2005 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КСВ-0,4. Котел КСВ-0,4 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный, с двухходовым движением газов (первый ход котла образован жаровой трубой и поворотной камерой, второй образуют дымогарные трубы конвективной части котла). Теплопроизводительность КСВ-0,4 составляет 0,34 Гкал/ч (400 кВт).

Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДА-31.5-Т400 РЛ мощностью 28 кВт.

5. Котельная № 10. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 3,01 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,970 Гкал/ч. Котлоагрегаты введены в эксплуатацию в 2004 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КВаГн «Вулкан» тип: VK-1500. Котел КВаГн «Вулкан» тип: VK-1500 стальной водогрейный котел жаротрубного типа, с реверсивной топкой, для систем водяного отопления с принудительной циркуляцией воды. Теплопроизводительность КВаГн «Вулкан» тип: VK-1500 – 1,505 Гкал/ч (1747 кВт).

Основное топливо – природный газ, резервное топливо не предусмотрено. Во время отопительного периода в работе находится, в основном, 1 водогрейный котел (1 в резерве). Резервного источника электроснабжения нет.

6. Котельная № 12. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 0,862 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,177 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2005 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КСВ-0,5. Котел КСВ-0,5 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный, с двухходовым движением газов (первый ход котла образован жаровой трубой и поворотной камерой, второй образуют дымогарные трубы конвективной части котла). Теплопроизводительность КСВ-0,5 составляет 0,43 Гкал/ч (500 кВт).

Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве).

В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДА-31.5-Т400 РЛ мощностью 28 кВт.

7. Котельная № 13. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 0,198 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,074 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2009 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КВа-115. Котел КВа-115 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный. Теплопроизводительность КВа-115 составляет 0,1 Гкал/ч (115 кВт). Основное топливо котлов - природный газ, резервное топливо не предусмотрено. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется бензиновая электростанция ЕВ 7.0/400-SLE «Энергоспецтехника» мощностью 6,2 кВт.

8. Котельная № 14. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 8,255 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 3,485 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2009 г.

В котельной установлены 3 водогрейных котла КВа-3200. Котел КВа-3200 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный. Теплопроизводительность КВа-3200 составляет 2,75 Гкал/ч (3200 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится два водогрейных котла (один в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АД-200С-Т400-1Р-Т мощностью 200 кВт.

9. Котельная № 17. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 2,752 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 1,349 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2009 г.

В котельной установлены два водогрейных котла КВа-1600. Котел КВа-1600 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный. Теплопроизводительность КВа-1600 составляет 1,38 Гкал/ч (1600 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится один водогрейный котел (один в резерве). Резервного источника электроснабжения не предусмотрено.

10. Котельная № 18. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 4,299 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 1,028 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2009 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КВа-2500. Котел КВа-2500 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный. Теплопроизводительность КВа – 2500 составляет 2,15 Гкал/ч (2500 кВт). Основное топливо котлов - природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 2 водогрейных котла. В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АД-100-Т400-1РМЗ мощностью 100 кВт.

11. Котельная № 24. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 0,16 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,152 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2004 г.

До 2017 года были установлены 2 водогрейных котла КС-Г-100. Котел КС-Г-100 стальной, автоматизированный, вертикальный. Теплопроизводительность КС-Г-100 составляла 0,09 Гкал/ч (100 кВт).

В 2017 году было проведено техническое перевооружение котельной, в результате чего были установлены 2 новых котла SKD-93 мощностью 0,08 Гкал/ч (93 кВт). Основное топливо котлов - природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция К 16Н/А мощностью 13 кВт.

12. Котельная № 25. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 0,862 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,355 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2004 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КСВ-0,5 Гс. Котел КСВ-0,5 Гс стальной, водогрейный двухходовый. Теплопроизводительность КСВ-0,5 Гс составляет 0,43 Гкал/ч (500 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДА-25-Т400 РА «ВЕПРЬ» мощностью 22,2 кВт.

В 2017 году в котельной № 25 были заменены горелки, дизельгенератор, баки.

13. Котельная № 27. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 1,724 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,249 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2009 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КВа-1000. Котел КВа-1000 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный. Теплопроизводительность КВа-1000 составляет 0,86 Гкал/ч (1000 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 2 водогрейных котла (резерва нет). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДА-20-Т400 РЛ2 «ВЕПРЬ» мощностью 15 кВт.

14. Котельная № 29. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 1,032 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,710 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2009 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КВа-600. Котел КВа-600 стальной, автоматизированный, жаротрубно-дымогарный, горизонтальный. Теплопроизводительность КВа-

600 составляет 0,52 Гкал/ч (600 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо отсутствует. Во время отопительного периода в работе находится 2 водогрейных котла (резерва нет). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДА-8,5-Т400 РЯ2 «ВЕПРЬ» мощностью 6,4 кВт.

15. Котельная № 31. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 0,86 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,666 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2004 г.

В котельной установлены 3 водогрейных котла: 1 котел КСВ-0,5 и 2 котла КВГ-250. Котел КСВ-0,5 стальной, водогрейный двухходовый. Теплопроизводительность КСВ-0,5 составляет 0,43 Гкал/ч (500 кВт), КВГ-250 – 0,22 Гкал/ч (250 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 3 водогрейных котла (резерва нет). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция АДА-25-Т400 РА «ВЕПРЬ» мощностью 22,2 кВт.

Микрорайон Иртышский

До 2013 г. теплоснабжение потребителей мкр. Иртышский г. Тобольска осуществлялось от 3 котельных ОАО «Тепло Тюмени» №№3; 7 (выведена из эксплуатации в 2013 г.); 20, с 2014 г. – от 2 котельных.

1. Котельная № 3. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 5,245 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 1,813 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2005 г.

В котельной установлены 4 водогрейных котла: КСВ-1,5; КСВ-1,0; КВА-1600 и КВА-2000. Котел КСВ-1,5 стальной, водогрейный двухходовый. Теплопроизводительность КСВ-1,5 составляет 1,29 Гкал/ч (1500 кВт), КСВ-1,0 составляет 0,86 Гкал/ч (1000 кВт). КВА-1600 – 1,38 Гкал/ч. КВА-2000 – 1,72 Гкал/ч. Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Резервного источника электроснабжения не предусмотрено.

2. Котельная № 20. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 17,197 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 11,769 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 1976 г.

В период 2013-2014 гг. в котельной № 20 выполнена реконструкция с полной заменой оборудования на базе здания старой котельной.

Основное оборудование котельной № 20 после реконструкции включает:

- котел КВа-4000 стальной водогрейный тепловой мощностью 4,0 МВт (4 ед.);
- котёл паровой, работающий в водогрейном режиме (сущ.) ДКВР-10/13 (1 ед.);
- горелка комбинированная газ/дизтопливо НР-515А (4 ед.);
- горелка газовая (сущ.) Р-520 (1 ед.);
- теплообменник пластинчатый сетевой «МАШИМПЭКС» (3 ед.);
- теплообменник пластинчатый химводоочистки «МАШИМПЭКС» (2 ед.);
- насос сетевой Wilo BL 80/210-37/2 (4 ед.);
- насос котловой Wilo BL 80/145-11/2 (5 ед.);
- насос подпиточный Wilo IPL 50/115-0,75/2 (2 ед.);
- насос химводоочистки Wilo MVI 1604 (2 ед.);
- насос химводоочистки Wilo MHIL 903 (1 ед.);
- бак запаса воды 100м³ (2 ед.);
- бак запаса дизтоплива 75м³ (2 ед.);
- внутренний подводящий газопровод к горелкам (1 ед.).

Выполняется автоматическое регулирование производительности котлов и поддержание температуры теплоносителя в тепловых сетях в зависимости от температуры наружного воздуха по температурному графику. Котельная имеет возможность работы на основном топливе (природный

газ) и резервном (дизельное топливо), предусмотрена емкость для хранения резервного топлива в случае возникновения аварийной ситуации. Предусмотрено 2 независимых ввода электроэнергии и резервное водоснабжение (бак запаса воды).

Используется частотное регулирование на сетевых насосах. Система защиты оборудования котельной предусматривает систему автоматического контроля загазованности помещения (метан, угарный газ, дым). Выполняется автоматическая подпитка внешнего и внутреннего контура подготовленной водой. Предусмотрено управление работой оборудования котельной полностью в автоматическом режиме в зависимости от температуры наружного воздуха.

Микрорайон Менделеево

Теплоснабжение потребителей мкр. Менделеево г. Тобольска осуществляется от котельной № 22.

По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 17,197 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 14,144 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2007 г.

В котельной установлены 4 водогрейных котла КСВ-5,0. Котел КСВ-5,0 стальной, водогрейный двухходовый. Теплопроизводительность КСВ-5,0 составляет 4,3 Гкал/ч (5000 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо для 2-х котлов – дизельное. Для 2 котлов резервное топливо не предусмотрено. Во время отопительного периода в работе находится 3 водогрейных котла (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется два независимых ввода электроснабжения.

Юго-восточный район

Теплоснабжение потребителей района Юго-восточный города Тобольска осуществляется от котельной № 16.

По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 0,344 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,074 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2003 г.

В котельной установлены 4 водогрейных котла КС-Г-100. Котел КС-Г-100 стальной, автоматизированный, вертикальный. Теплопроизводительность КС-Г-100 0,09 Гкал/ч (100 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо не предусмотрено. Во время отопительного периода в работе находится 3 водогрейных котла (1 в резерве). Резервный источник электроснабжения не предусмотрен.

Левобережный район

Теплоснабжение потребителей района Левобережный города Тобольска осуществляется от котельных № 15; 19.

1. Котельная № 15. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 5,159 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 1,150 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2001 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КВСА-3,0. Котел КВСА-3,0 стальной, водогрейный двухходовый с реверсивной топкой. Теплопроизводительность КВСА-3,0 составляет 2,59 Гкал/ч (3000 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется два независимых ввода электроснабжения.

2. Котельная № 19. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 4,729 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 1,331 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2001 г.

До 2020 года в котельной установлены 2 водогрейных котла: 1 котел ЗИОСАБ-1000 и 1 котел СИМАС-3.5. Котел ЗИОСАБ-1000 относится к классу жаротрубных котлов с дымогарными трубами. Теплопроизводительность ЗИОСАБ-1000 составляет 0,86 Гкал/ч (1000 кВт), СИМАС-3.5 – 3,01 Гкал/ч (3500 кВт).

В 2020 году в котельной № 19 выполнена замена котла Ква-1,0 ЛЖ/Гн (модель ЗИОСАБ-1000) на котел КСВ-2,0 производительностью 1,72 Гкал/ч.

Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция Акса АЈD-110 мощностью 80 кВт.

п. Сумкино

Теплоснабжение потребителей района Сумкино города Тобольска осуществляется от трех котельных № 2, 9, 11. В конце 2017 года выведена из эксплуатации котельная № 1.

1. Котельная № 2. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 0,431 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,121 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2005 г.

В котельной установлены 2 водогрейных котла КСВ-0,25. Котел КСВ-0,25 стальной, водогрейный двухходовый. Теплопроизводительность КСВ-0,25 составляет 0,22 Гкал/ч (250 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо – дизельное. Во время отопительного периода в работе находится 1 водогрейный котел (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция SDMO T-22K мощностью 16 кВт.

2. Котельная № 9. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 6,019 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 3,877 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в конце 2017 г.

В котельной установлены 3 водогрейных котла: 2 котла КСВ-2,0 и 1 котел КСВ-3,0. Котел КСВ-2,0 стальной, водогрейный двухходовый. Теплопроизводительность КСВ-2,0 составляет 1,72 Гкал/ч (2000 кВт), а КСВ -3,0 – 2,58 Гкал/ч. Основное топливо котлов - природный газ, резервное топливо предусмотрено дизельное. Резервного источника электроснабжения не предусмотрено.

3. Котельная № 11. По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 9,458 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 5,179 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в конце 2017 г.

В котельной установлены 3 водогрейных котла: 2 котла КСВ -3,0 и 1 котел КСВ-5,0. Основное топливо котлов - природный газ, резервное топливо предусмотрено дизельное. Резервного источника электроснабжения не предусмотрено.

Район Пионерной базы

Теплоснабжение потребителей Пионерной базы г. Тобольска осуществляется от котельной № 28.

По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность котельной составляет 1,771 Гкал/ч, присоединенная нагрузка – 0,385 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в 2001 г.

В котельной установлены 4 водогрейных котла: 2 котла КВГ-630 и 2 котла КВГ-400. Котлы КВГ-630 и КВГ-400 стальные, автоматизированные, вертикальные. Теплопроизводительность КВГ-630 составляет 0,54 Гкал/ч (630 кВт), КВГ-400 – 0,34 Гкал/ч (400 кВт). Основное топливо котлов – природный газ, резервное топливо не предусмотрено. Во время отопительного периода в работе находится 3 водогрейных котла (1 в резерве). В качестве резервного источника электроснабжения для котлов используется дизельная электростанция Акса АЈD-110 мощностью 80 кВт.

Основные технические параметры основного оборудования котельных города Тобольска представлены в таблице 22.

Технические параметры основного оборудования котельных АО «СУЭНКО» города Тобольска

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Тип котла (водогрейный / утилизатор)	Мощность котлов, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Режим работы	Тип системы	КПД котла		КПД котельной	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	Дата проведения последней наладки	Вид топлива		Аварийный источник электроснабжения, тип	
								Паспортный	По результатам наладки				Основной	Резервный		
1	Котельная №2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55	КСВ - 0,25	водогрейный	0,215	2005	сезонный	открытая	91,00	89,95	89,97	158,82	2020	природный газ	дизельное топливо	SDMO T-22K, 16 кВт	
		КСВ - 0,25	водогрейный	0,215	2005			91,00	89,98							158,77
2	Котельная №3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136	КСВ - 1,0	водогрейный	0,860	2005	сезонный	открытая	91,00	89,82	90,25	159,05	2020	природный газ	дизельное топливо	-	
		КСВ - 1,5	водогрейный	1,290	2005			91,00	90,36							158,10
		КВа-1600	водогрейный	1,376	2005			94,00	90,4							158,03
		КВа-2000	водогрейный	1,720	2005			91,50	90,43							157,98
3	Котельная №4, ул. Мира, 76	ЗИОСАБ-2500	водогрейный	2,150	2009	сезонный	открытая	92,00	89,97	90,47	158,78	2020	природный газ	дизельное топливо	АДС 135-Т400 РД "ВЕПРЬ"	
		ЗИОСАБ-2500	водогрейный	2,150	2009			92,00	90,14							158,48
		ЗИОСАБ-2000	водогрейный	1,720	2009			92,00	91,3							156,47
4	Котельная №5, ул. Ленина, 72а	КВа-2500	водогрейный	2,150	2014	сезонный	открытая	92,00	91	90,42	156,99	2020	природный газ	дизельное топливо	АД60 Т400	
		КВа-2500	водогрейный	2,150	2014			92,00	89,84							159,01
5	Котельная №6, ул.2-я Вокзальная, 22	КСВ-2.0	водогрейный	1,720	2009	сезонный	открытая	92,00	88,68	89,74	161,09	2019	природный газ	дизельное топливо	АДС 135-Т400 РД "ВЕПРЬ"	
		ЗИОСАБ-2000	водогрейный	1,720	2009			92,00	90,16							158,45
		ЗИОСАБ-3000	водогрейный	2,580	2009			92,00	90,37							158,08
6	Котельная №8, ул. Набережная Кирова, 11	КСВ - 0,4	водогрейный	0,344	2005	сезонный	открытая	92,00	89,97	88,79	158,78	2019	природный газ	дизельное топливо	АДА-31.5-Т400 РЛ "ВЕПРЬ"	
		КСВ - 0,4	водогрейный	0,344	2005			92,00	87,6							163,08
7	Котельная №9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в	КСВ - 2,0	водогрейный	1,720	2017	круглогодичный	закрытая	92,00	89,9	90,03	158,91	2020	природный газ	дизельное топливо	-	
		КСВ - 2,0	водогрейный	1,720	2017			92,00	89,91							158,89
		КСВ - 3,0	водогрейный	2,580	2017			92,00	90,28							158,24
8	Котельная №10, ул. Володарского, уч.27а	КВаГн -1,5 "Вулкан"	водогрейный	1,500	2004	сезонный	открытая	92,00	90,01	89,75	158,71	2020	природный газ	отсутствует	-	
		КВаГн -1,5 "Вулкан"	водогрейный	1,500	2004			92,00	89,49							159,63
9	Котельная №11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в	КСВ - 3,0	водогрейный	2,580	2017	круглогодичный	закрытая	92,00	90,49	90,29	157,87	2020	природный газ	дизельное топливо	-	
		КСВ - 3,0	водогрейный	2,580	2017			92,00	90,16							158,45
		КСВ - 5,0	водогрейный	4,299	2017			92,00	90,22							158,34
10	Котельная №12, ул. Ленина, 90а	КСВ - 0,5	водогрейный	0,430	2005	сезонный	открытая	92,00	90,54	90,48	157,78	2019	природный газ	дизельное топливо	АДА-31.5-Т400 РЛ "ВЕПРЬ"	
		КСВ - 0,5	водогрейный	0,430	2005			92,00	90,42							157,99
11	Котельная №13, ул.3-я Речная, 36	КВа-115	водогрейный	0,099	2009	сезонный	открытая	92,00	90,98	90,46	157,02	2019	природный газ	отсутствует	передвижной Бензо-генератор EB 7.0/400-SLE	
		КВа-115	водогрейный	0,099	2009			92,00	89,94							158,84
12	Котельная №14, мкрн. "Южный", 7в	КВа-3200	водогрейный	2,752	2009	сезонный	открытая	92,00	88,23	89,24	161,91	2020	природный газ	дизельное топливо	АД-200С-Т400-1Р-Т	
		КВа-3200	водогрейный	2,752	2009			92,00	89,64							159,37
		КВа-3200	водогрейный	2,752	2009			92,00	89,85							159,00
13	Котельная №15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в	КВСа-3.0	водогрейный	2,580	2001	сезонный	открытая	91,00	91,34	91,65	156,40	2019	природный газ	дизельное топливо	-	
		КВСа-3.0	водогрейный	2,580	2001			91,00	91,96							155,35
14	Котельная №16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16	КС-Г-100	водогрейный	0,086	2003	сезонный	открытая	87,00	87,24	87,05	163,75	2020	природный газ	отсутствует	-	
		КС-Г-100	водогрейный	0,086	2003			87,00	86,92							164,35
		КС-Г-100	водогрейный	0,086	2003			87,00	86,28							165,57
		КС-Г-100	водогрейный	0,086	2003			87,00	87,77							162,76

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Тип котла (водогрейный / утилизатор)	Мощность котлов, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	Режим работы	Тип системы	КПД котла		КПД котельной	УРУТ по котлам, кг у.т./Гкал	Дата проведения последней наладки	Вид топлива		Аварийный источник электроснабжения, тип
								Паспортный	По результатам наладки				Основной	Резервный	
15	Котельная №17, ул. Р. Люксембург, 14в	КВа-1600	водогрейный	1,376	2009	сезонный	открытая	93,00	89,73	90,26	159,21	2020	природный газ	дизельное топливо	-
		КВа-1600	водогрейный	1,376	2009			93,00	90,78		157,37				
16	Котельная №18, ул.3-я Трудовая, 19в	КВа-2500	водогрейный	2,150	2009	сезонный	открытая	93,00	90,01	90,07	158,71	2020	природный газ	дизельное топливо	АД-100-Т400-1РМЗ
		КВа-2500	водогрейный	2,150	2009			93,00	90,13		158,50				
17	Котельная №19, ул. Судостроителей, 16	СИМАС-3.5	водогрейный	3,009	2001	сезонный	открытая	90,00	91,5	91,01	156,13	2020	природный газ	дизельное топливо	Акса АЈD-110
		КСВ-2,0	водогрейный	1,720	2020			94,00	90,51		157,84				
18	Котельная №20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в	КВа-4000	водогрейный	3,439	2014	круглогодичный	закрывается	92,00	89,94	90,05	158,84	2020	природный газ	дизельное топливо	-
		КВа-4000	водогрейный	3,439	2014			92,00	н/д		-				
		КВа-4000	водогрейный	3,439	2014			92,00	89,91		158,89				
		КВа-4000	водогрейный	3,439	2014			92,00	90,29		158,22				
		ДКВР-10/13	водогрейный	3,439	2014			91,00	н/д		-				
19	Котельная №22, мкрн. Менделеево, уч. 50	КСВ-5.0	водогрейный	4,299	2007	круглогодичный	открытая	92,00	89,8	89,54	159,08	2019	природный газ	дизельное топливо	-
		КСВ-5.0	водогрейный	4,299	2007			92,00	88,63		161,18				
		КСВ-5.0	водогрейный	4,299	2007			92,00	89,39		159,81				
		КСВ-5.0	водогрейный	4,299	2007			92,00	90,34		158,13				
20	Котельная №24, ул. Пушкина, 33а	SKD-93	водогрейный	0,080	2017	сезонный	открытая	93,00	87,77	87,78	162,76	2019	природный газ	дизельное топливо	К 16Н/А
		SKD-93	водогрейный	0,080	2017			93,00	87,79		162,73				
21	Котельная №25, ул. Пушкина, 22а	КСВ-0.5 Гс	водогрейный	0,430	2004	сезонный	открытая	92,00	88,92	89,15	160,66	2019	природный газ	дизельное топливо	АДА-25-Т400 РА "ВЕПРЬ"
		КСВ-0.5 Гс	водогрейный	0,430	2004			92,00	89,38		159,83				
22	Котельная №27, ул. Лермонтова, 5в	КВа-1000	водогрейный	0,860	2009	сезонный	открытая	93,00	90,2	90,23	158,38	2020	природный газ	дизельное топливо	АДА-20-Т400 РЛ2 "ВЕПРЬ"
		КВа-1000	водогрейный	0,860	2009			93,00	90,26		158,27				
23	Котельная №28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3	КВГ-630	водогрейный	0,542	2001	сезонный	открытая	91,00	н/д	88,46	-	-	природный газ	отсутствует	Акса АЈD-110
		КВГ-630	водогрейный	0,542	2001			91,00	88,3		161,79				
		КВГ-400	водогрейный	0,344	2001			91,00	89,45		159,71	2019			
		КВГ-400	водогрейный	0,344	2001			91,00	87,62		163,04				
24	Котельная №29, ул. Базарная площадь, 18в	КВа-600	водогрейный	0,516	2009	сезонный	открытая	93,00	90,19	90,39	158,40	2020	природный газ	отсутствует	АДА-8,5-Т400 РЯ2 "ВЕПРЬ"
		КВа-600	водогрейный	0,516	2009			93,00	90,58		157,71				
25	Котельная №31, ул. Ленина, 26б	КВГ-250	водогрейный	0,215	2004	сезонный	открытая	91,00	91,81	90,60	155,60	2020	природный газ	дизельное топливо	АДА-25-Т400 РЛ2 "ВЕПРЬ"
		КВГ-250	водогрейный	0,215	2004			91,00	90,44		157,96	2019			
		КСВ-0,5	водогрейный	0,430	2004			92,00	89,55		159,53	2019			

1.2.2.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Установленная и располагаемая тепловая мощность котельных города Тобольска в 2017 – 2021 гг., представлены в таблице 23.

Таблица 23

Установленная тепловая мощность, ограничения тепловой мощности, располагаемая тепловая мощность котельных города Тобольска

Год	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Затраты тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч
Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55					
2017	0,431	0,000	0,431	0,003	0,428
2018	0,431	0,000	0,431	0,003	0,428
2019	0,431	0,000	0,431	0,003	0,428
2020	0,431	0,000	0,431	0,004	0,427
2021	0,431	0,000	0,431	0,004	0,427
Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б					
2017	5,245	0,000	5,245	0,006	5,239
2018	5,245	0,000	5,245	0,006	5,239
2019	5,245	0,000	5,245	0,006	5,239
2020	5,245	0,000	5,245	0,006	5,239
2021	5,245	0,000	5,245	0,017	5,228
Котельная № 4, ул. Мира, 7б					
2017	6,019	0,000	6,019	0,026	5,993
2018	6,019	0,000	6,019	0,026	5,993
2019	6,019	0,000	6,019	0,026	5,993
2020	6,019	0,000	6,019	0,026	5,993
2021	6,019	0,000	6,019	0,079	5,940
Котельная № 5, ул. Ленина, 72а					
2017	4,299	0,000	4,299	0,030	4,269
2018	4,299	0,000	4,299	0,030	4,269
2019	4,299	0,000	4,299	0,030	4,269
2020	4,299	0,000	4,299	0,030	4,269
2021	4,299	0,000	4,299	0,026	4,273
Котельная № 6, ул. 2-я Вокзальная, 22					
2017	6,019	0,000	6,019	0,058	5,961
2018	6,019	0,000	6,019	0,058	5,961
2019	6,019	0,000	6,019	0,058	5,961
2020	6,019	0,000	6,019	0,058	5,961
2021	6,019	0,000	6,019	0,094	5,925
Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11					
2017	0,688	0,000	0,688	0,002	0,686
2018	0,688	0,000	0,688	0,002	0,686
2019	0,688	0,000	0,688	0,002	0,686

Год	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Затраты тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч
2020	0,688	0,000	0,688	0,002	0,686
2021	0,688	0,000	0,688	0,001	0,687
Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в					
2017	6,019	0,000	6,019	0,120	5,899
2018	6,019	0,000	6,019	0,120	5,899
2019	6,019	0,000	6,019	0,120	5,899
2020	6,019	0,000	6,019	0,120	5,899
2021	6,019	0,000	6,019	0,060	5,959
Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а					
2017	3,010	0,000	3,010	0,005	3,005
2018	3,010	0,000	3,010	0,005	3,005
2019	3,010	0,000	3,010	0,005	3,005
2020	3,010	0,000	3,010	0,005	3,005
2021	3,010	0,000	3,010	0,010	3,000
Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в					
2017	9,458	0,000	9,458	0,094	9,364
2018	9,458	0,000	9,458	0,094	9,364
2019	9,458	0,000	9,458	0,094	9,364
2020	9,458	0,000	9,458	0,094	9,364
2021	9,458	0,000	9,458	0,060	9,398
Котельная № 12, ул. Ленина, 90а					
2017	0,862	0,000	0,862	0,004	0,858
2018	0,862	0,000	0,862	0,004	0,858
2019	0,862	0,000	0,862	0,004	0,858
2020	0,862	0,000	0,862	0,004	0,858
2021	0,862	0,000	0,862	0,007	0,855
Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36					
2017	0,198	0,000	0,198	0,001	0,197
2018	0,198	0,000	0,198	0,001	0,197
2019	0,198	0,000	0,198	0,001	0,197
2020	0,198	0,000	0,198	0,001	0,197
2021	0,198	0,000	0,198	0,002	0,196
Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в					
2017	8,255	0,000	8,255	0,074	8,181
2018	8,255	0,000	8,255	0,074	8,181
2019	8,255	0,000	8,255	0,074	8,181
2020	8,255	0,000	8,255	0,074	8,181
2021	8,255	0,000	8,255	0,034	8,221
Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в					
2017	5,159	0,000	5,159	0,077	5,082
2018	5,159	0,000	5,159	0,077	5,082
2019	5,159	0,000	5,159	0,077	5,082
2020	5,159	0,000	5,159	0,077	5,082
2021	5,159	0,000	5,159	0,336	4,823

Год	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Затраты тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч
Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16					
2017	0,344	0,000	0,344	0,001	0,343
2018	0,344	0,000	0,344	0,001	0,343
2019	0,344	0,000	0,344	0,001	0,343
2020	0,344	0,000	0,344	0,001	0,343
2021	0,344	0,000	0,344	0,002	0,342
Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в					
2017	2,752	0,000	2,752	0,005	2,747
2018	2,752	0,000	2,752	0,005	2,747
2019	2,752	0,000	2,752	0,005	2,747
2020	2,752	0,000	2,752	0,005	2,747
2021	2,752	0,000	2,752	0,005	2,747
Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в					
2017	4,299	0,000	4,299	0,082	4,217
2018	4,299	0,000	4,299	0,082	4,217
2019	4,299	0,000	4,299	0,082	4,217
2020	4,299	0,000	4,299	0,082	4,217
2021	4,299	0,000	4,299	0,026	4,273
Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16					
2017	3,869	0,000	3,869	0,130	3,739
2018	3,869	0,000	3,869	0,130	3,739
2019	3,869	0,000	3,869	0,130	3,739
2020	4,729	0,000	4,729	0,130	4,599
2021	4,729	0,000	4,729	0,087	4,642
Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в					
2017	17,197	0,000	17,197	0,145	17,052
2018	17,197	0,000	17,197	0,145	17,052
2019	17,197	0,000	17,197	0,145	17,052
2020	17,197	0,000	17,197	0,145	17,052
2021	17,197	0,000	17,197	0,182	17,015
Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50					
2017	17,197	0,000	17,197	0,070	17,127
2018	17,197	0,000	17,197	0,070	17,127
2019	17,197	0,000	17,197	0,070	17,127
2020	17,197	0,000	17,197	0,070	17,127
2021	17,197	0,000	17,197	0,277	16,920
Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а					
2017	0,160	0,000	0,160	0,002	0,158
2018	0,160	0,000	0,160	0,002	0,158
2019	0,160	0,000	0,160	0,002	0,158
2020	0,160	0,000	0,160	0,002	0,158
2021	0,160	0,000	0,160	0,001	0,159
Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а					
2017	0,862	0,000	0,862	0,005	0,857

Год	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Ограничения установленной тепловой мощности, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Затраты тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч
2018	0,862	0,000	0,862	0,005	0,857
2019	0,862	0,000	0,862	0,005	0,857
2020	0,862	0,000	0,862	0,005	0,857
2021	0,862	0,000	0,862	0,008	0,854
Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в					
2017	1,724	0,000	1,724	0,003	1,721
2018	1,724	0,000	1,724	0,003	1,721
2019	1,724	0,000	1,724	0,003	1,721
2020	1,724	0,000	1,724	0,003	1,721
2021	1,724	0,000	1,724	0,006	1,718
Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3					
2017	1,771	0,000	1,771	0,002	1,769
2018	1,771	0,000	1,771	0,002	1,769
2019	1,771	0,000	1,771	0,002	1,769
2020	1,771	0,000	1,771	0,002	1,769
2021	1,771	0,000	1,771	0,010	1,761
Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в					
2017	1,032	0,000	1,032	0,004	1,028
2018	1,032	0,000	1,032	0,004	1,028
2019	1,032	0,000	1,032	0,004	1,028
2020	1,032	0,000	1,032	0,004	1,028
2021	1,032	0,000	1,032	0,004	1,028
Котельная № 31, ул. Ленина, 26б					
2017	0,860	0,000	0,860	0,002	0,858
2018	0,860	0,000	0,860	0,002	0,858
2019	0,860	0,000	0,860	0,002	0,858
2020	0,860	0,000	0,860	0,002	0,858
2021	0,860	0,000	0,860	0,006	0,854
ИТОГО город Тобольск					
2017	107,729	0,000	107,729	0,951	106,778
2018	107,729	0,000	107,729	0,951	106,778
2019	107,729	0,000	107,729	0,951	106,778
2020	108,589	0,000	108,589	0,952	107,637
2021	108,589	0,000	108,589	1,344	107,245

1.2.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

По состоянию на 01.01.2022 установленная мощность оборудования котельных, отпускающих тепловую энергию населению и бюджетным потребителям по паспортным данным, составляет 108,589 Гкал/ч. В соответствии с предоставленной информацией АО «СУЭНКО» располагаемая тепловая мощность равна установленной тепловой мощности котельных (табл. 23).

1.2.2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Расходы тепловой энергии на собственные нужды АО «СУЭНКО» на 2021 г. утверждены в размере 2,242 тыс. Гкал, на 2022 г. – 2,073 тыс. Гкал³.

Параметры тепловой мощности нетто источников представлены в таблице 23.

1.2.2.5 Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Сроки эксплуатации основного оборудования представлены в таблице 24. Информация по срокам последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, срокам продления ресурса и мероприятиям по продлению ресурса отсутствует.

Срок службы установленных котлов составляет 10 лет (полный срок для котлов теплопроизводительностью до 4,65 МВт принимается равным 10 годам).

В соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 24.03.2003 № 115 «Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» тепловые энергоустановки подвергаются техническому освидетельствованию с целью установления сроков и условий их эксплуатации и определения мер, необходимых для обеспечения расчетного ресурса тепловой энергоустановки.

Технические освидетельствования тепловых энергоустановок разделяются на:

- первичное (предпусковое) – проводится до допуска в эксплуатацию;
- периодическое (очередное) – проводится в сроки, установленные Приказом Минэнерго РФ от 24.03.2003 № 115 «Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» или нормативно-техническими документами завода-изготовителя;
- внеочередное – проводится в следующих случаях:
 - если тепловая энергоустановка не эксплуатировалась более 12 месяцев;
 - после ремонта, связанного со сваркой или пайкой элементов, работающих под давлением, модернизации или реконструкции тепловой энергоустановки;
 - после аварии или инцидента на тепловой энергоустановке;
 - по требованию органов государственного энергетического надзора, Госгортехнадзора России.

Таблица 24

Срок эксплуатации котлов котельных АО «СУЭНКО» города Тобольска

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации
1	Котельная №2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55	КСВ - 0,25	2005	17
		КСВ - 0,25	2005	17
2	Котельная №3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136	КСВ - 1,0	2005	17
		КСВ - 1,5	2005	17
		КВа-1600	2005	17
3	Котельная №4, ул. Мира, 76	КВа-2000	2005	17
		ЗИОСАБ-2500	2009	13
		ЗИОСАБ-2500	2009	13
4	Котельная №5, ул. Ленина, 72а	ЗИОСАБ-2000	2009	13
		КВа-2500	2014	8
		КВа-2500	2014	8
5	Котельная №6, ул.2-я Вокзальная, 22	КСВ-2.0	2009	13
		ЗИОСАБ-2000	2009	13
		ЗИОСАБ-3000	2009	13

³ Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 16.12.2021 № 42.

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации
6	Котельная №8, ул. Набережная Кирова, 11	КСВ - 0,4	2005	17
		КСВ - 0,4	2005	17
7	Котельная №9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в	КСВ - 2,0	2017	5
		КСВ - 2,0	2017	5
		КСВ - 3,0	2017	5
8	Котельная №10, ул. Володарского, уч.27а	КВаГн -1,5 "Вулкан"	2004	18
		КВаГн -1,5 "Вулкан"	2004	18
9	Котельная №11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в	КСВ - 3,0	2017	5
		КСВ - 3,0	2017	5
		КСВ - 5,0	2017	5
10	Котельная №12, ул. Ленина, 90а	КСВ - 0,5	2005	17
		КСВ - 0,5	2005	17
11	Котельная №13, ул.3-я Речная, 36	КВа-115	2009	13
		КВа-115	2009	13
12	Котельная №14, мкрн. "Южный", 7в	КВа-3200	2009	13
		КВа-3200	2009	13
		КВа-3200	2009	13
13	Котельная №15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в	КВСа-3.0	2001	21
		КВСа-3.0	2001	21
14	Котельная №16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16	КС-Г-100	2003	19
		КС-Г-100	2003	19
		КС-Г-100	2003	19
		КС-Г-100	2003	19
15	Котельная №17, ул. Р. Люксембург, 14в	КВа-1600	2009	13
		КВа-1600	2009	13
16	Котельная №18, ул.3-я Трудовая, 19в	КВа-2500	2009	13
		КВа-2500	2009	13
17	Котельная №19, ул. Судостроителей, 16	СИМАС-3.5	2001	21
		КСВ-2,0	2020	2
18	Котельная №20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в	КВа-4000	2014	8
		КВа-4000	2014	8
		КВа-4000	2014	8
		КВа-4000	2014	8
		ДКВР-10/13	2014	8
19	Котельная №22, мкрн. Менделеево, уч. 50	КСВ-5.0	2007	15
		КСВ-5.0	2007	15
		КСВ-5.0	2007	15
		КСВ-5.0	2007	15
20	Котельная №24, ул. Пушкина, 33а	SKD-93	2017	5
		SKD-93	2017	5
21	Котельная №25, ул. Пушкина, 22а	КСВ-0.5 Гс	2004	18
		КСВ-0.5 Гс	2004	18
22	Котельная №27, ул. Лермонтова, 5в	КВа-1000	2009	13
		КВа-1000	2009	13
23	Котельная №28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3	КВГ-630	2001	21
		КВГ-630	2001	21
		КВГ-400	2001	21
		КВГ-400	2001	21
24	Котельная №29, ул. Базарная площадь, 18в	КВа-600	2009	13
		КВа-600	2009	13

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации
25	Котельная №31, ул. Ленина, 266	КВГ-250	2004	18
		КВГ-250	2004	18
		КСВ-0,5	2004	18

1.2.2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

Котельные не функционируют в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

1.2.2.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха

Регулирование отпуска тепловой энергии от котельных производится по отопительному графику.

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, с переходом на качественно-количественное регулирование при температуре наружного воздуха ниже -27°C и срезкой на ГВС.

Расчетная температура наружного воздуха для отопления -39°C .

Расчетная температура воздуха внутри помещений $+21^{\circ}\text{C}$.

Условия регулирования отпуска тепловой энергии водяными тепловыми сетями от Тобольской ТЭЦ, ПНС, ЦТП, котельных задаются температурными графиками (табл. 25).

Таблица 25

Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии (группы источников) в системе теплоснабжения

Наименование предприятия/ Наименование источника	Температурный график, $^{\circ}\text{C}$
Тобольская ТЭЦ– Городская котельная № 1	150/70 $^{\circ}\text{C}$, с вынужденной срезкой на 130 $^{\circ}\text{C}$ и срезкой на ГВС на 70 $^{\circ}\text{C}$
Тобольский филиал АО «СУЭНКО»	
ГК-1	132/70 с вынужденной срезкой на 115 $^{\circ}\text{C}$ и срезкой на ГВС на 68 $^{\circ}\text{C}$
Котельная №2	90/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 60 $^{\circ}\text{C}$
Котельная №3	90/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 65 $^{\circ}\text{C}$
Котельные № 4; 5; 6; 8; 14; 17; 18	95/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 63 $^{\circ}\text{C}$
Котельная № 9,11	95/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 73 $^{\circ}\text{C}$
Котельная № 10	90/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 63 $^{\circ}\text{C}$
Котельные № 12; 13; 25; 27; 31	95/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 60 $^{\circ}\text{C}$
Котельные № 15; 19	90/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 60 $^{\circ}\text{C}$
Котельная № 16	90/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 60 $^{\circ}\text{C}$
Котельная № 20	95/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 67 $^{\circ}\text{C}$
Котельная № 24	90/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 55 $^{\circ}\text{C}$
Котельная № 22	95/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 62 $^{\circ}\text{C}$
Котельная № 28	90/70 $^{\circ}\text{C}$, с срезкой на ГВС на 62 $^{\circ}\text{C}$
Котельная № 29	95/70 $^{\circ}\text{C}$
Нагорная часть – после ПНС - 1	105/70 $^{\circ}\text{C}$ и срезкой на ГВС на 62 $^{\circ}\text{C}$
Нагорная часть – после ПНС - 2	110/70 $^{\circ}\text{C}$ и срезкой на ГВС на 65 $^{\circ}\text{C}$
Нагорная часть – после ПНС - 3	110/70 $^{\circ}\text{C}$ и срезкой на ГВС на 67 $^{\circ}\text{C}$

1.2.2.8 Среднегодовая загрузка оборудования

Котельное оборудование на котельных используется как круглогодично, так и сезонно. Среднегодовая загрузка оборудования по котельным дифференцирована. Сезонная загрузка оборудования присутствует на котельных, в которых отпуск тепловой энергии на нужды ГВС не производится.

1.2.2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Поагрегатные узлы учета выработанной тепловой энергии на котельных отсутствуют.

Количество выработанной тепловой энергии определяется расчетным методом, исходя из количества потребленного природного газа, согласно утвержденным нормативам удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии.

Потребление топлива принимается по коммерческим узлам учета природного газа.

Количество тепловой энергии, отпущенной в сеть котельными, определяется расчетным методом, включающим показания технических узлов учета отпущенной тепловой энергии.

Количество тепловой энергии, отпущенной в сеть от Тобольской ТЭЦ, определяется по коммерческому узлу учета тепловой энергии.

На объектах котельных эксплуатируются коммерческие узлы учета газа и технические узлы учета отпущенной тепловой энергии (табл. 26).

Таблица 26

Сведения о приборах учета отпущенной тепловой энергии

Наименование котельной	Марка узла учета отпущенной тепловой энергии
Котельная № 2	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий
Котельная № 3	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий
Котельная № 4	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСРВ» ТСРВ-024- не коммерческий
Котельная № 5	Узел учета отпущенной тепловой энергии отсутствует
Котельная № 6	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР-М» ТСРВ-024- не коммерческий
Котельная № 8	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР-М» ТСРВ - некоммерческий
Котельная № 9	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий
Котельная № 10	Теплосчетчик-регистратор ТСРВ-010М- не коммерческий
Котельная № 11	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий
Котельная № 12	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий
Котельная № 13	Тепловычислитель «ВЗЛЕТ ТСРВ» ТСРВ-024- не коммерческий
Котельная № 14	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий
Котельная № 15	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий
Котельная № 16	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий
Котельная № 17	Тепловычислитель «ВЗЛЕТ ТСРВ» ТСРВ-024- не коммерческий
Котельная № 18	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий
Котельная № 19	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий
Котельная № 20	Преобразователь расчетно-измерительный ТЭКОН-19-06. М- не коммерческий
Котельная № 22	Узел учета отпущенной тепловой энергии отсутствует
Котельная № 24	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий
Котельная № 25	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСРВ - не коммерческий
Котельная № 27	Узел учета отпущенной тепловой энергии отсутствует
Котельная № 28	Узел учета отпущенной тепловой энергии отсутствует
Котельная № 29	Узел учета отпущенной тепловой энергии отсутствует
Котельная № 31	Узел учета отпущенной тепловой энергии отсутствует

1.2.2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Мониторинг отказов и восстановления оборудования по источникам тепловой энергии Тобольский филиал АО «СУЭНКО» ведется на базе диспетчерской службы (табл. 27). Большинство отказов связано с отключением электроснабжения котельных.

Таблица 27

Статистика отказов оборудования источников тепловой энергии котельных за 2016-2021 гг.

Повреждения на источниках за период	Количество	Примечание
2016	36	-
2017	33	-
2018	38	-
2019	36	из них 15 привели к отключению/ограничению потребителей
2020	32	из них 25 привели к отключению/ограничению потребителей
2021	30	из них 27 привели к отключению/ограничению потребителей

1.2.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии на момент актуализации Схемы теплоснабжения не выдавались.

1.2.2.12 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

На территории города Тобольска источники тепловой энергии, отнесенные к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, отсутствуют.

Описание изменений технических характеристик основного оборудования источников тепловой энергии, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее актуализированной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2032 год произошли следующие изменения технических характеристик оборудования источников:

- в связи с уточнением информации скорректирована установленная мощность котельной № 24;
- в связи с уточнением информации скорректирована подключенная нагрузка потребителей по всем котельным Тобольского филиала АО «СУЭНКО».

1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

Описание тепловых сетей основывается на данных, переданных разработчику по запросам заказчика Схемы теплоснабжения, направляемых теплоснабжающим и теплосетевым организациям, действующим на территории города Тобольска, в т. ч. по данным:

- ООО «ЗапСибНефтехим»;
- Тобольский филиал АО «СУЭНКО».

1.3.1 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

По состоянию на 01.01.2022 энергии рассматриваемых систем теплоснабжения г. Тобольска являются ООО «Тобольская ТЭЦ» с суммарной установленной тепловой мощностью в паре и горячей воде 2223 Гкал/ч и котельные Тобольского филиала АО «СУЭНКО» №№ 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 22, 24, 25, 27, 28, 29 и 31, с суммарной установленной тепловой мощностью в горячей воде 108,589 Гкал/ч.

Теплоснабжение промышленных объектов Восточной промышленной зоны (район НХК) осуществляется от Тобольской ТЭЦ.

Теплоснабжение потребителей района Нагорной части города Тобольска осуществляется от источника Тобольская ТЭЦ, через тепловые сети Тобольского филиала АО «СУЭНКО».

Нагретая на Тобольской ТЭЦ сетевая вода поступает на городскую котельную № 1 (ГК-1), которая работает как насосная смешения. Утвержденный на отопительный период 2020-2021 гг. температурный график отпуска тепловой энергии с ГК – 150/70 °С с вынужденной срезкой до 130 °С и срезкой на нужды горячего водоснабжения до 65 °С.

Кроме того, в рассматриваемой системе теплоснабжения расположены насосные станции смешения ГК-1, ПНС-1, ПНС-2, ПНС-3. Утвержденные на отопительный период 2019-2020 гг. температурные графики отпуска тепловой энергии с ГК-1 – 115/70 °С и срезкой на нужды горячего водоснабжения 68 °С, с ПНС-1 – 105/70 °С и срезкой на нужды горячего водоснабжения 64 °С, с ПНС-2 – 110/70 °С и срезкой на нужды горячего водоснабжения – 66 °С и с ПНС-3 – 110/70 °С и срезкой на нужды горячего водоснабжения 67 °С.

Трубопроводы тепловой сети проложены надземной, канальной непроходной, бесканальной прокладками, в тоннеле, а также прокладкой в подвалах зданий (часть из которых проходят транзитом по подвалам зданий).

Отпуск тепловой энергии от источников осуществляется по утвержденным температурным графикам. По состоянию на 01.01.2022 протяженность тепловых сетей и сетей ГВС Тобольского филиала АО «СУЭНКО», в двухтрубном исчислении составила 185,775 км.

Тепловые сети двух- и четырехтрубные имеют кольцевую и тупиковую схему. Общая протяженность магистральных тепловых сетей составляет 9,445 км (в двухтрубном исчислении), прокладка надземная и подземная бесканальная.

Общая протяженность тепловых сетей Тобольского филиала АО «СУЭНКО» составляет 185,775 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает подземная прокладка – 59,6% от общей протяженности тепловых сетей, надземная прокладка – 40,4% от общей протяженности тепловых сетей (табл. 30, 32).

Сети горячего водоснабжения проложены от котельных №№ 9, 11, 20, работающих по закрытой системе горячего водоснабжения.

Расчетная температура наружного воздуха на отопление -39 °С, температура наружного воздуха, соответствующая началу и концу отопительного периода +10 °С, прогнозные продолжительности отопительного и неотопительного периодов на год составляют соответственно 5544 ч и 2856 ч.

Тепловые сети от котельных №№ 9, 11, 20 и 22 работают 8400 часов в год (отопительный и летний периоды), тепловые сети от остальных котельных работают только в отопительный период

– 5544 час (по данным энергоснабжающей организации теплоснабжение на нужды горячего водоснабжения в летний период не предусмотрено проектом).

Изоляция трубопроводов тепловых сетей от Тобольской ТЭЦ и котельных выполнена в основном матами минераловатными, часть трубопроводов (около 3% по материальной характеристике) изолирована пенополиуретаном (ППУ), в качестве покровного материала в основном применяется – оцинкованное железо, липкая лента.

Соотношение тепловых сетей по типам прокладки:

Тепловые сети от Тобольской ТЭЦ:

- 73 % – подземная прокладка;
- 27 % – надземная прокладка.

Тепловые сети от котельных Тобольского филиала АО «СУЭНКО»:

- 36 % – подземная прокладка;
- 64 % – надземная прокладка.

Соотношение тепловых сетей по срокам ввода:

Тепловые сети от Тобольской ТЭЦ:

- после 2004 г. – 17,1 %;
- в 1998-2003 гг. – 2,3 %;
- в 1990-1997 гг. – 26,8 %;
- в период по 1989 г. и ранее – 53,8 %.

Тепловые сети от котельных Тобольского филиала АО «СУЭНКО»:

- после 2004 г. – 20,7 %;
- в 1998-2003 гг. – 9,2 %;
- в период по 1989 г. и ранее – 70,1 %.

Компенсация температурных деформаций трубопроводов тепловой сети осуществляется за счет «П»-образных и сальниковых компенсаторов, а также углов поворота теплотрассы.

Теплоснабжение потребителей Подгорной части г. Тобольска осуществляется от тепловых сетей 15 котельных Тобольского филиала АО «СУЭНКО» №№ 4; 5; 6; 8; 10; 12; 13; 14; 17; 18; 24; 25; 27; 29; 31.

Тепловые сети от котельной № 4 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 3,148 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает только надземная прокладка (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 5 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 3,832 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка - 2,323 км (60,63% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка - 1,509 км (39,37% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 6 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 5,349 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 4,397 км (82,21% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,952 км (17,79% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 8 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,393 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 0,273 км (69,34% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,121 км (30,66% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 10 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 3,263 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 2,820 км (86,43% от общей

протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,443 км (13,57% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 12 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,581 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 0,516 км (88,87% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,065 км (11,13 % от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 13 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,081 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает только подземная прокладка (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 14 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 5,253 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 4,317 км (82,19 % от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,936 км (17,81 % от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 17 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,86 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает подземная прокладка – 0,610 км (70,94% от общей протяженности тепловых сетей) и надземная прокладка – 0,25 км (29,06% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 18 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 3,0 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 2,206 км (73,55% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,794 км (26,45% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 24 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,086 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает только подземная прокладка (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 25 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,282 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает только подземная прокладка (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 27 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 1,165 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 0,909 км (78,08% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,255 км (21,92% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 29 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 1,150 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает подземная прокладка – 0,945 км (82,13% от общей протяженности тепловых сетей) и надземная прокладка – 0,205 км (17,87% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 31 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,143 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 0,087 км (60,77% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,056 км (39,23% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Теплоснабжение потребителей мкр. Иртышский г. Тобольска осуществляется от 2 котельных №№ 3; 20.

Тепловые сети от котельной № 3 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 5,252 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 4,310 км (82,07 % от общей

протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,942 км (17,93 % от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 20 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 5,759 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 2,933 км (50,93 % от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 2,826 км (49,07 % от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Теплоснабжение потребителей мкр. Менделеево г. Тобольска осуществляется от котельной № 22.

Тепловые сети от котельной № 22 двухтрубные, имеют как кольцевую, так и тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 9,770 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 5,498 км (56,28% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 4,272 км (43,72 % от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Теплоснабжение потребителей района Юго-восточный города Тобольска осуществляется от котельной № 16.

Тепловые сети от котельной № 16 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 2,421 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 1,907 км (78,77 % от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,514 км (21,23 % от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Теплоснабжение потребителей ТО Левобережье города Тобольска осуществляется от котельных №№ 15; 19.

Тепловые сети от котельной № 15 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 2,724 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 1,754 км (64,39% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,97 км (35,61% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Тепловые сети от котельной № 19 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 3,225 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 2,668 км (82,73% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,557 км (17,27% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Теплоснабжение потребителей п. Сумкино г. Тобольска осуществляется от котельных № 2, 9, 11.

Тепловые сети от котельной № 9 четырехтрубные. Общая протяженность тепловых сетей – 4,538 км (в двухтрубном исчислении) (табл. 27), их них:

– 2,584 км (в двухтрубном исчислении) на отопление, в т.ч. подземная прокладка – 1,618 км (35,6% от общей протяженности тепловых сетей) и надземная прокладка – 0,966 км (21,3 % от общей протяженности тепловых сетей);

– 1,953 км (в двухтрубном исчислении) на горячее водоснабжение, в т.ч. подземная прокладка – 1,805 км (92,4% от общей протяженности тепловых сетей) и надземная прокладка – 0,149 км (7,6 % от общей протяженности тепловых сетей).

Тепловые сети от котельной № 11 четырехтрубные. Общая протяженность сетей – 6,24 км (в двухтрубном исчислении), в т.ч. подземная прокладка – 3,995 км (64,03 % от общей протяженности сетей) и надземная прокладка – 2,244 км (35,97 % от общей протяженности сетей).

Тепловые сети от котельной № 2 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,136 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает подземная прокладка – 0,125 км (92,00% от общей протяженности тепловых сетей) и надземная прокладка – 0,011 км (8,00% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 27).

Теплоснабжение потребителей МЧС Северной промышленной зоны г. Тобольска осуществляется котельной № 28. Тепловые сети от котельной № 28 двухтрубные, имеют тупиковую схему. Общая протяженность тепловых сетей от котельной составляет 0,524 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 0,482 км (92,06% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,042 км (7,94% от общей протяженности тепловых сетей) (табл. 28).

Таблица 28

**Структура и материальная характеристика тепловых сетей от каждого источника города Тобольска
(по состоянию на 01.01.2022)**

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострунном исчислении, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубном исчислении, м	Из них надземная, м	Подземная бесканальная, м	Материальная характеристика, м ²	Объем сетей, м ³
Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55						
50	103,2	51,6	10,9	40,7	5,9	0,21
100	68,8	34,4	0,0	34,4	7,4	0,54
Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136						
32	844,0	422,0	392,5	29,5	32,1	0,72
40	118,6	59,3	21,6	37,7	5,3	0,15
50	1 605,0	802,5	692,4	110,1	91,5	3,21
70	264,0	132,0	119,4	12,6	20,1	1,03
80	1 784,0	892,0	684,8	207,2	158,8	9,46
100	1 004,0	502,0	502,0	0,0	108,4	7,93
150	1 714,0	857,0	718,0	139,0	272,5	30,34
200	2 210,0	1 105,0	1 105,0	0,0	484,0	72,93
250	960,0	480,0	74,3	405,7	262,1	63,36
Итого	10 504	5 252	4 310	942	1 434,8	189,13
Котельная № 4, ул. Мира, 76						
32	71,2	35,6	35,6	0,0	2,7	0,06
40	109,2	54,6	54,6	0,0	4,9	0,14
50	1 110,2	555,1	555,1	0,0	63,3	2,22
70	674,0	337,0	337,0	0,0	51,2	2,63
80	715,4	357,7	357,7	0,0	63,7	3,79
100	706,2	353,1	353,1	0,0	76,3	5,58
125	88,8	44,4	44,4	0,0	11,8	1,09
150	2 168,0	1 084,0	1 084,0	0,0	344,7	38,37
200	798,0	399,0	399,0	0,0	174,8	26,33
Итого	6 441	3 221	3 221	0	793,3	80,22

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубом исчислении, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубном исчислении, м	Из них надземная, м	Подземная бесканальная, м	Материальная характеристика, м ²	Объем сетей, м ³
Котельная № 5, ул. Ленина, 72а						
32	1 450,0	725,0	441,0	284,0	55,1	1,23
40	223,0	111,5	106,0	5,5	10,0	0,29
50	1 394,4	697,2	434,9	262,3	79,5	2,79
70	183,0	91,5	91,5	0,0	13,9	0,71
80	523,4	261,7	88,4	173,3	46,6	2,77
100	1 421,0	710,5	526,8	183,7	153,5	11,23
150	1 985,8	992,9	428,3	564,6	315,7	35,15
200	483,0	241,5	206,2	35,3	105,8	15,94
Итого	7 664	3 832	2 323	1 509	780,1	70,11
Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22						
32	939,8	469,9	356,3	113,6	35,7	0,80
50	1 534,6	767,3	552,1	215,2	87,5	3,07
70	1 049,4	524,7	350,2	174,5	79,8	4,09
80	648,0	324,0	266,5	57,5	57,7	3,43
100	2 532,4	1 266,2	1 071,0	195,2	273,5	20,01
150	1 563,6	781,8	720,1	61,7	248,6	27,68
200	1 660,4	830,2	726,1	104,1	363,6	54,79
250	768,4	384,2	354,3	29,9	209,8	50,71
Итого	10 697	5 349	4 397	952	1 356,1	164,58
Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11						
40	34,6	17,3	0,0	17,3	1,6	0,04
50	258,4	129,2	53,9	75,3	14,7	0,52
70	343,2	171,6	129,6	42,0	26,1	1,34
100	154,0	77,0	0,0	77,0	16,6	1,22
150	233,8	116,9	89,0	27,9	37,2	4,14
Итого	1 024	512	273	240	96,2	7,26
Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в						
32	1 799,4	899,7	248,3	651,4	68,4	1,53
50	2 190,8	1 095,4	372,8	722,6	124,9	4,38

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубнои исчислении, м	Из них надземная, м	Подземная бесканальная, м	Материальная характеристика, м ²	Объем сетей, м ³
70	512,8	256,4	5,7	250,7	39,0	2,00
80	684,8	342,4	125,4	217,0	60,9	3,63
100	1 080,8	540,4	49,6	490,8	116,7	8,54
150	1 405,6	702,8	126,8	576,0	223,5	24,88
200	21,4	10,7	10,7	0,0	4,7	0,71
250	1 380,0	690,0	175,8	514,2	376,7	91,08
Итого	9 076	4 538	1 115	3 423	1 014,8	136,74
Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а						
32	724,4	362,2	341,0	21,2	27,5	0,62
50	862,9	431,4	353,7	77,7	49,2	1,73
70	863,7	431,9	215,2	216,7	65,6	3,37
80	139,6	69,8	61,4	8,4	12,4	0,74
100	1 217,6	608,8	539,0	69,8	131,5	9,62
150	1 452,3	726,1	687,8	38,3	230,9	25,71
200	1 319,3	659,6	596,9	62,7	288,9	43,54
Итого	6 580	3 290	2 795	495	806,1	85,31
Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в						
32	870,4	435,2	252,2	183,0	33,1	0,74
40	168,0	84,0	84,0	0,0	7,6	0,22
50	1 736,4	868,2	363,0	505,2	99,0	3,47
70	775,2	387,6	99,6	288,0	58,9	3,02
80	3 193,2	1 596,6	243,2	1 353,4	284,2	16,92
100	733,2	366,6	26,6	340,0	79,2	5,79
150	3 744,0	1 872,0	615,4	1 256,6	595,3	66,27
200	4,6	2,3	2,3	0,0	1,0	0,15
250	1 253,2	626,6	558,2	68,4	342,1	82,71
Итого	12 478	6 239	2 245	3 995	1 500,3	179,30
Котельная № 12, ул. Ленина, 90а			35,97	64,03		
32	166,5	83,3	77,1	6,2	6,3	0,14
40	202,4	101,2	101,2	0,0	9,1	0,26
50	139,8	69,9	69,9	0,0	8,0	0,28

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубом исчислении, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубном исчислении, м	Из них надземная, м	Подземная бесканальная, м	Материальная характеристика, м ²	Объем сетей, м ³
70	27,0	13,5	13,5	0,0	2,1	0,11
100	625,4	312,7	244,2	68,5	67,5	4,94
Итого	1 161	581	506	75	93,0	5,73
Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36						
50	162,6	81,3	0,0	81,3	9,3	0,33
Итого	163	81	0	81	9,3	0,33
Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в						
32	417,8	208,9	49,1	159,8	15,9	0,36
50	1 324,6	662,3	543,1	119,2	75,5	2,65
70	1 444,2	722,1	558,3	163,8	109,8	5,63
80	1 591,2	795,6	689,4	106,2	141,6	8,43
100	1 800,0	900,0	754,3	145,7	194,4	14,22
125	2,0	1,0	0,0	1,0	0,3	0,02
150	1 169,4	584,7	566,2	18,5	185,9	20,70
200	1 003,4	501,7	378,9	122,8	219,7	33,11
250	1 730,6	865,3	766,6	98,7	472,5	114,22
300	23,0	11,5	11,5	0,0	7,5	1,73
Итого	10 506	5 253	4 317	936	1 423,0	201,07
Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в						
32	304,0	152,0	90,8	61,2	11,6	0,26
50	1 122,6	561,3	430,2	131,1	64,0	2,25
70	182,2	91,1	83,6	7,5	13,8	0,71
80	1 051,6	525,8	450,2	75,6	93,6	5,57
100	1 506,0	753,0	458,2	294,8	162,6	11,90
125	314,0	157,0	157,0	0,0	41,8	3,86
150	698,4	349,2	74,8	274,4	111,0	12,36
250	268,8	134,4	9,0	125,4	73,4	17,74
Итого	5 448	2 724	1 754	970	571,8	54,65
Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16						

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубнои исчислении, м	Из них надземная, м	Подземная бесканальная, м	Материальная характеристика, м ²	Объем сетей, м ³
25	7,8	3,9	3,9	0,0	0,3	0,004
32	64,7	32,4	32,4	0,0	2,5	0,06
50	726,4	363,2	219,6	143,7	41,4	1,45
70	28,0	14,0	14,0		2,1	0,11
80	313,8	156,9	137,9	19,0	27,9	1,66
100	1 827,9	914,0	770,7	143,3	197,4	14,44
150	1 346,8	673,4	471,5	201,9	214,1	23,84
200	422,2	211,1	211,1	0,0	92,5	13,93
Итого	4 738	2 369	1 861	508	578,2	55,50
Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в						
32	120,0	60,0	5,0	55,0	4,6	0,10
50	340,6	170,3	160,8	9,5	19,4	0,68
70	45,8	22,9	22,9	0,0	3,5	0,18
80	205,4	102,7	0,0	102,7	18,3	1,09
100	838,4	419,2	61,2	358,0	90,5	6,62
150	98,2	49,1	0,0	49,1	15,6	1,74
250	71,4	35,7	0,0	35,7	19,5	4,71
Итого	1 720	860	250	610	171,4	15,12
Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в						
32	166,4	83,2	26,3	56,9	6,3	0,14
40	45,8	22,9	22,9	0,0	2,1	0,06
50	1 063,6	531,8	372,7	159,1	60,6	2,13
80	758,4	379,2	327,0	52,2	67,5	4,02
100	1 207,2	603,6	393,7	209,9	130,4	9,54
150	1 188,2	594,1	404,2	189,9	188,9	21,03
200	927,4	463,7	444,5	19,2	203,1	30,60
250	642,8	321,4	215,0	106,4	175,5	42,42
Итого	6 000	3 000	2 206	794	834,4	109,94
Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16						
25	398,0	199,0	196,0	3,0	12,7	0,23
32	278,2	139,1	139,1	0,0	10,6	0,24

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубнои исчислении, м	Из них надземная, м	Подземная бесканальная, м	Материальная характеристика, м ²	Объем сетей, м ³
40	75,2	37,6	37,6	0,0	3,4	0,10
50	1 179,2	589,6	499,9	89,7	67,2	2,36
70	532,8	266,4	253,2	13,2	40,5	2,08
80	1 090,0	545,0	399,6	145,4	97,0	5,78
100	487,6	243,8	238,4	5,4	52,7	3,85
125	473,6	236,8	174,5	62,3	63,0	5,83
150	924,0	462,0	255,4	206,6	146,9	16,35
200	1 012,0	506,0	474,5	31,5	221,6	33,40
Итого	6 451	3 225	2 668	557	715,6	70,20
Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в						
32	72,6	36,3	36,3	0,0	2,8	0,06
50	557,6	278,8	260,6	18,2	31,8	1,12
70	302,8	151,4	151,4	0,0	23,0	1,18
80	1 465,0	732,5	438,1	294,4	130,4	7,76
100	1 754,0	877,0	427,8	449,2	189,4	13,86
150	3 010,6	1 505,3	547,6	957,7	478,7	53,29
200	2 319,8	1 159,9	412,0	747,9	508,0	76,55
250	2 037,0	1 018,5	659,8	358,7	556,1	134,44
Итого	11 519	5 760	2 934	2 826	1 920,2	288,26
Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50						
32	391,6	195,8	56,1	139,7	14,9	0,33
40	174,0	87,0	75,8	11,2	7,8	0,23
50	2 679,2	1 339,6	826,5	513,1	152,7	5,36
70	133,4	66,7	29,1	37,6	10,1	0,52
80	1 805,1	902,5	304,5	598,0	160,7	9,57
100	1 979,6	989,8	373,2	616,6	213,8	15,64
150	4 729,3	2 364,6	2 221,8	142,8	752,0	83,71
200	1 838,4	919,2	421,5	497,7	402,6	60,67
250	4 642,6	2 321,3	610,1	1 711,2	1 267,4	306,41
300	1 353,0	676,5	579,7	96,8	439,7	101,48
Итого	19 726	9 863	5 498	4 365	3 421,7	583,90

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубом исчислении, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубном исчислении, м	Из них надземная, м	Подземная бесканальная, м	Материальная характеристика, м ²	Объем сетей, м ³
Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а						
50	172,0	86,0	0,0	86,0	9,8	0,34
Итого	172	86	0	86	9,8	0,34
Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а						
100	197,6	98,8	0,0	98,8	21,3	1,56
Итого	198	99	0	99	21,3	1,56
Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в						
32	116,8	58,4	58,4	0,0	4,4	0,10
40	232,2	116,1	116,1	0,0	10,4	0,30
50	577,4	288,7	140,4	148,3	32,9	1,15
70	547,8	273,9	229,2	44,7	41,6	2,14
80	365,8	182,9	120,6	62,3	32,6	1,94
100	232,8	116,4	116,4	0,0	25,1	1,84
150	256,6	128,3	128,3	0,0	40,8	4,54
Итого	2 329	1 165	909	255	187,9	12,01
Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3						
32	118,6	59,3	29,4	29,9	4,5	0,10
50	470,6	235,3	223,6	11,7	26,8	0,94
100	319,0	159,5	159,5	0,0	34,5	2,52
150	139,4	69,7	69,7	0,0	22,2	2,47
Итого	1 048	524	482	42	87,9	6,03
Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в						
32	171,2	85,6	2,9	82,7	6,5	0,15
50	736,4	368,2	199,2	169,0	42,0	1,47
80	15,0	7,5	0,0	7,5	1,3	0,08
100	437,1	218,6	3,4	215,2	47,2	3,45
150	1 042,5	521,2	0,0	521,2	165,8	18,45
Итого	2 402	1 201	206	996	262,8	23,60

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубом исчислении, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубном исчислении, м	Из них надземная, м	Подземная бесканальная, м	Материальная характеристика, м ²	Объем сетей, м ³
Котельная № 31, ул. Ленина, 266						
50	43,8	21,9	0,0	21,9	2,5	0,09
70	54,6	27,3	0,0	27,3	4,1	0,21
100	188,6	94,3	87,2	7,1	20,4	1,49
Итого	287	143	87	56	27,0	1,79
ВСЕГО город Тобольск						
25	405,8	202,9	199,9	3,0	13,0	0,23
40	1 383,0	691,5	619,8	71,7	62,2	1,80
70	7 963,9	3 982,0	2 703,4	1 278,6	605,3	31,06
80	16 349,7	8 174,8	4 694,7	3 480,1	1 455,1	86,65
100	22 319,2	11 159,6	7 156,3	4 003,3	2 410,5	176,32
125	878,4	439,2	375,9	63,3	116,8	10,80
150	28 870,4	14 435,2	9 209,0	5 226,2	4 590,4	511,01
200	14 019,9	7 009,9	5 388,7	1 621,2	3 070,4	462,66
250	13 754,8	6 877,4	3 423,1	3 454,3	3 755,1	907,82
300	1 376,0	688,0	591,2	96,8	447,2	103,20
Тобольская ТЭЦ						
25	76,1	38,1	18,7	19,3	2,4	0,04
32	2 053,0	1 026,5	27,0	999,5	78,0	1,75
40	2 386,0	1 193,0	282,9	910,1	107,4	3,10
50	17 934,4	8 967,2	1 567,0	7 400,2	1 022,3	35,87
70	1 684,9	842,4	194,9	647,5	128,1	6,57
80	12 920,6	6 460,3	939,2	5 521,1	1 149,9	68,48
100	37 464,0	18 732,0	1 894,2	16 837,8	4 046,1	295,97
125	180,0	90,0	0,0	90,0	23,9	2,21
150	37 545,1	18 772,5	2 067,2	16 705,4	5 969,7	664,55
200	28 557,3	14 278,6	4 414,2	9 864,4	6 254,0	942,39
250	10 103,7	5 051,9	931,6	4 120,3	2 758,3	666,84
300	595,5	297,8	43,4	254,4	193,5	44,66
325	17 200,3	8 600,2	824,3	7 775,8	5 590,1	1 289,21
350	390,9	195,5	0,0	195,5	147,4	39,48
400	5 444,1	2 722,1	0,0	2 722,1	2 319,2	718,62
500	12 274,6	6 137,3	591,8	5 545,6	6 493,3	2 572,76

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубнои исчислении, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубнои исчислении, м	Из них надземная, м	Подземная бесканальная, м	Материальная характеристика, м ²	Объем сетей, м ³
530	2 278,2	1 139,1	0,0	1 139,1	1 207,4	474,32
600	3 011,5	1 505,8	36,0	1 469,8	1 897,3	894,43
700	20 042,0	10 021,0	7 306,8	2 714,2	14 430,2	10 061,07
800	2 345,0	1 172,5	1 076,8	95,7	1 922,9	1 491,44
900	15 848,2	7 924,1	7 383,3	540,8	14 580,4	12 440,85
1000	2 703,7	1 351,8	1 289,7	62,1	2 757,7	2 552,26
Итого	233 049	116 524	30 894	85 631	73 080	35 267
Итого по городу Тобольску	371 550	185 775	75 261	110 514	91 210	37 610

1.3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Электронные и бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии включены в состав Электронной модели системы теплоснабжения города Тобольска.

1.3.3 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

Параметры тепловых сетей по каждому участку тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки представлены в таблице 27, а также в Электронной модели системы теплоснабжения муниципального образования город Тобольск.

Схемы насосных станций и паспорта на оборудование насосных станций

В Нагорном районе города Тобольска изменение температуры и гидравлических напоров сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах производится на трех повысительно-смесительных насосных станциях: ПНС-1, ПНС-2, ПНС-3 (введена в эксплуатацию в 2013 г.) и ГК-1, работающей в качестве повысительно-смесительной насосной станции.

Характеристики насосного оборудования насосных станций представлены в таблице 29.

Таблица 29

Оборудование насосных станций

№ п/п	Наименование насосной станции (НСП). Назначение	Продолжительность работы насосной станции (НСП) в период регулирования, ч (период работы)	Марка насоса (место установки)	Тип электродвигателя
1	Городская котельная № 1 (ГК-1)	5544	СЭ-800-100, перемычка	A12-54-4У1
			СЭ-1250-70, обратный трубопровод	A114-4М
			СЭ-1250-70, обратный трубопровод	A114-4М
			СЭ-1250-70, обратный трубопровод	A114-4М
			СЭ-1250-140, подающий трубопровод	A12-54-4У1
			СЭ-1250-140, подающий трубопровод	A12-54-4У1
			СЭ-1250-140, подающий трубопровод	A12-54-4У1

№ п/п	Наименование насосной станции (НСП). Назначение	Продолжительность работы насосной станции (НСП) в период регулирования, ч (период работы)	Марка насоса (место установки)	Тип электродвигателя
2	ПНС-1	5544	СЭ-500-70-16, обратный трубопровод	4AMH280S2Y3
			СЭ-500-70-16, обратный трубопровод	4AMH280S2Y3
3	ПНС-2	5544	Д1600-90-90, обратный трубопровод	A4-85/43-4Y3
			Д1600-90-90, обратный трубопровод	A4-85/43-4Y3
			Д1600-90-90, обратный трубопровод	A4-85/43-4Y3
			Д1600-90-90, обратный трубопровод	A4-85/43-4Y3
4	ПНС-3 – введена в 2013 г.	5544	Vogel LS 606- 600 S1N1 обратный трубопровод	SH400H6Bs
			Vogel LS 300- 500 S1N1 обратный трубопровод	SH355H4ES

Водогрейные котлы KB-ГМ-100 №№ 1,2, установленные на ГК-1 до 2002 г. находились в работе, котлы №№ 3,4 – не демонтированы. В 2002 г. котлы выведены из эксплуатации. В 2004 г. проведена экспертиза промбезопасности котлов №№ 1,2, по результатам которой дальнейшая эксплуатация котлов невозможна, необходимо произвести полную замену трубных элементов.

В 2008 г. проведена экспертиза промбезопасности паровых котлов ГМ-50-14 №№ 1, 2, установленных на ГК-1 по результатам которой эксплуатация котлов разрешена до 2012 г. В связи с выводом из эксплуатации котельного участка в 2009 г. экспертиза промбезопасности больше не проводилась.

Подпиточные насосы 7 гр. (СЭ 800-100-11 – 1 шт.) и 9 гр. (Д 630-90 – 1шт.), установленные на ГК-1 выкачивают воду для подпитки теплосети с баков аккумуляторов. Аккумуляторные баки, установленные на ГК-1 объемом 5000 м³, заполняются в ночное время, когда водоразбор в городе минимальный. Еще одной из функций подпиточных насосов является регулировка давления на всасе насосов 5 гр. (СЭ 1250-140-11 – 5 шт.), установленных на ГК-1, то есть ими можно либо увеличить или уменьшить давление в подающем трубопроводе идущим на город. Нарботка насосов 7 гр. составила 5 000 ч., 9 гр. – 44 600 ч.

Сетевые насосы 5 гр. ГК-1(СЭ 1250-140-11 – 5 шт.) установленные на прямом трубопроводе на город. Нарботка сетевых насосов 5 гр. №№ 1, 3, 4, 5 составила 120 500 ч., № 2 – 11 600 ч. Сетевые насосы 8 гр. (СЭ 1250-70-11 – 5 шт.) установленные на обратном трубопроводе из города, качают

на Тобольской ТЭЦ. Нарботка сетевых насосов 8 гр. №№ 2, 3, 4, 5 составила 120 500 ч., № 1 – 11 600 ч.

В ходе эксплуатации насосов были выявлены следующие дефекты:

- коррозионный и кавитационный износ рабочего колеса;
- коррозионный износ корпуса сальников;
- коррозионный износ и механическое повреждение контрагаек втулок сальника;
- коррозионный износ и механическое повреждение резьбы на валу для контргаяк;
- механический износ втулок сальника;
- коррозионный износ уплотняющих (бандажных) колец;
- разбалансировка ротора;
- механический износ поверхностей под посадку подшипников;
- механический износ посадочных мест на валу под полумуфту;
- низкое качество поставляемых подшипников;
- коррозионный износ шпилек грундбукс;
- механические и коррозионные повреждения маслоотбойных шайб;
- коррозионный износ холодильников масляной ванны.

В 2008 г. проведено полное обследование аккумуляторных баков ГК-1 в соответствии с «Заключением № 430-2008 по результатам обследования и комплексной дефектоскопии группы резервуаров: аккумуляторные баки вертикальные стальные цилиндрические резервуары РВС-5000 м³ технологический № 1 и № 2 городская котельная № 1 г. Тобольск Тюменской области ЭЦ-526-2008». По результатам обследования разрешенный уровень воды в баках составил 7 м (при норме 10 м), также было выявлено, что баки пригодны к эксплуатации сроком на 5 лет (до сентября 2013 г.).

Следующее обследование аккумуляторных баков проводилось для бака № 2 – в 2012 г. («Технический отчет по результатам проведения полного обследования и комплексной дефектоскопии аккумуляторного бака № 2 городской котельной № 1 Тобольского филиала ОАО «Тепло Тюмени»), для бака № 1 – в 2013 г. («Технический отчет по результатам проведения полного обследования и комплексной дефектоскопии аккумуляторного бака № 1 городской котельной № 1 Тобольского филиала ОАО «Тепло Тюмени»). По результатам проведения полного обследования бака № 2 в 2012 г. были выявлены дефекты в фундаменте, стенках резервуара и кровле.

Эксплуатация бака № 2 разрешается при условии восстановления эксплуатационных качеств и устранения выявленных дефектов.

По результатам проведения полного обследования бака № 1 в 2013 г. были выявлены дефекты в стенках резервуара и кровле.

Эксплуатация бака № 1 разрешается при условии восстановления эксплуатационных качеств и устранения выявленных дефектов.

1.3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

На тепловых сетях установлено 3425 ед. запорно-регулирующей арматуры. Типы и количество секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях отражены в Электронной модели системы теплоснабжения города Тобольска.

Вся запорная арматура, за исключением дренажей и воздушников, установлена в основном в камерах и павильонах, оборудованных люками и дверями с запорами.

1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

Типы и строительные особенности тепловых камер и павильонов приведены в Электронной модели системы теплоснабжения города Тобольска.

1.3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Система теплоснабжения от Тобольской ТЭЦ – преимущественно открытая, с качественным регулированием отпуска тепла до температуры наружного воздуха -29°C . При температуре наружного воздуха -29°C и ниже – регулирование количественное. Температурный график $150/70^{\circ}\text{C}$, с вынужденной срезкой на $130/70^{\circ}\text{C}$.

От котельных регулирование отпуска тепла – центральное, качественное по отопительному графику, с переходом на качественно-количественное регулирование при температуре наружного воздуха ниже -29°C и срезкой на ГВС.

Среднегодовая температура воздуха города Тобольска принимается равной $0,6^{\circ}\text{C}$, согласно СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» СП 131.13330.2018. Длительность отопительного периода для тепловых сетей – 5544 часов, летнего периода (работает система ГВС) – 2856 часов.

Тепловые сети от котельных №№ 9, 11, 20 и 22 работают 8400 час в год (отопительный и летний периоды), тепловые сети от остальных котельных работают только в отопительный период – 5544 час (по данным энергоснабжающей организации, теплоснабжение на нужды горячего водоснабжения в летний период не предусмотрено проектом).

Температурные графики от источников тепловой энергии города Тобольска представлены в Приложении к схеме теплоснабжения города Тобольска.

1.3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

1.3.8 Гидравлический режим тепловых сетей и пьезометрические графики

Разработка гидравлического режима для систем теплоснабжения города Тобольска проводится эксплуатирующей организацией в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных Приказом Минэнерго России от 24.03.2003 г. № 115. Ежегодно разрабатываются гидравлические режимы работы системы теплоснабжения. Мероприятия по регулированию расхода воды у потребителей составляются для каждого отопительного сезона. На планируемые к строительству объекты теплоснабжения гидравлические режимы разрабатываются проектной организацией при проектировании новых трубопроводов отопления.

Гидравлический режим тепловых сетей определяет давление в подающих и обратных трубопроводах; располагаемые напоры на выводе тепловой сети у источника теплоты и на тепловых пунктах потребителей; давление во всасывающих патрубках сетевых и подкачивающих насосов, требуемые напоры насосов источника теплоты и подкачивающих станций (табл. 30-34).

Гидравлический режим разрабатывается с учетом следующих требований:

- давление воды в обратных трубопроводах не должно превышать допустимое рабочее давление в непосредственно присоединенных системах потребителей теплоты, в то же время должно быть выше на $0,5 \text{ кгс/см}^2$ статического давления систем теплоснабжения для обеспечения их заполнения;
- давление воды в обратных трубопроводах тепловой сети во избежание подсоса воздуха должно быть не менее $0,5 \text{ кгс/см}^2$;
- давление воды во всасывающих патрубках сетевых и подпиточных насосов не должно превышать допустимого по условиям прочности конструкции насосов и должно быть не менее $0,5 \text{ кгс/см}^2$;

– перепад давлений на тепловых пунктах потребителей должен быть не меньше гидравлического сопротивления систем теплоснабжения с учетом потерь давления в дроссельных диафрагмах;

– статическое давление в системе теплоснабжения не должно превышать допустимое давление в оборудовании источника теплоты, в тепловых сетях и системах теплоснабжения, непосредственно присоединенных к сетям, и должно обеспечивать заполнение их водой.

Таблица 30

**Гидравлический режим работы магистральных тепловых сетей на тепловыводах
Тобольской ТЭЦ в отопительном сезоне 2021-2022 гг.**

№ п/п	Источник	№ вывода	Расход сетевой воды, т/ч	Давление сетевой воды, кгс/см ²	
				В подающем трубопроводе	В обратном трубопроводе
1	Тобольская ТЭЦ	1	4300	13,0±0,5	1,2±0,2

Таблица 31

**Гидравлический режим работы магистральных тепловых сетей на тепловыводах
ГК-1 в отопительном сезоне 2021-2022 гг.**

№ п/п	Источник	№ вывода	Расход сетевой воды, т/ч	Давление сетевой воды, кгс/см ²	
				В подающем трубопроводе	В обратном трубопроводе
1	ГК-1	1	4710	11,0±0,6	6,4±0,2

Таблица 32

**Гидравлический режим работы магистральных тепловых сетей в контрольных
точках в отопительном сезоне 2021-2022 гг.**

№ п/п	Наименование камер (павильона)	Давление сетевой воды, кгс/см ²		Располагаемый напор, м
		В подающем трубопроводе	В обратном трубопроводе	
1	ТЭЦ	13,0±0,5	1,2±0,2	123
2	Узел «А»	11±0,6	6,4±0,2	4,6

Таблица 33

**Гидравлический режим работы магистральных тепловых сетей на перекачивающих
насосных станциях в отопительном сезоне 2021-2022 гг.**

№ п/п	№ насосной	Расход сетевой воды,				Давление сетевой воды, кгс/см ²			
		В подающем трубопроводе		В обратном трубопроводе		В подающем трубопроводе		В обратном трубопроводе	
		до	после	до	после	до	после	до	после
1	ГК-1	3810	4710	4446	3546	5,7±0,6	11,0±0,6	2,0±0,2	6,4±0,2
2	ПНС-3	н/д	н/д	н/д	н/д	6,5	6,5	3,2	3,8
3	ПНС-2	н/д	н/д	н/д	н/д	5,4	5,4	2,5	2,5
4	ПНС-1	н/д	н/д	н/д	н/д	5,4	5,1	5,2	3,9

Таблица 34

Гидравлические режимы в тепловых сетях г. Тобольска (от котельных)

Наименование предприятия/ Наименование источника	Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (режим), кгс/см ²		Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (факт), кгс/см ²	
	подающий	обратный	подающий	обратный
Котельная № 4	4,0	3,2	4,0	3,2
Котельная № 5	4,0	3	4,0	3
Котельная № 6	4,5	3	4,5	3
Котельная № 8	4,4	2,4	4,4	2,4

Наименование предприятия/ Наименование источника	Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (режим), кгс/см ²		Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (факт), кгс/см ²	
	подающий	обратный	подающий	обратный
Котельная № 10	3,4	2,5	3,4	2,5
Котельная № 12	3,4	2,8	3,4	2,8
Котельная № 13	4,0	3	4,0	3
Котельная № 14	2,0	1,8	2,0	1,8
Котельная № 17	3,0	2	3,0	2
Котельная № 18	3,4	2,2	3,4	2,2
Котельная № 24	3,0	2	3,0	2
Котельная № 25	4,0	2	4,0	2
Котельная № 27	3,0	2	3,0	2
Котельная № 29	2,0	1,8	2,0	1,8
Котельная № 31	3,0	2	3,0	2
Котельная № 3	3,6	2,6	3,6	2,6
Котельная № 20	4,8	3	4,8	3
Котельная № 22	5,4	3,8	5,4	3,8
Котельная № 16	4,0	2,8	4,0	2,8
Котельная № 15	3,0	2	3,0	2
Котельная № 19	3,6	2	3,6	2
Котельная № 2	3,0	2,4	3,0	2,4
Котельная № 28	3,3	2,2	3,3	2,2
Котельная № 9	4,5	2,5	4,5	2,5
Котельная № 11	3,0	2	3,0	2

Оценка обеспеченности потребителей расчетным количеством теплоносителя и тепловой энергии проводится на основе гидравлических расчетов тепловых сетей.

Гидравлический расчет существующих сетей теплоснабжения, проведен для наиболее удаленных от каждого источника тепловой энергии потребителей. 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.

При проведении расчетов при работе нескольких источников на одну сеть определено распределение теплоносителя и тепловой энергии между источниками, рассчитан баланс по воде и отпущенной тепловой энергии между источником и потребителями, определены потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают теплоноситель и тепловую энергию.

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета.

На пьезометрических графиках отражены:

- линия напора в подающем трубопроводе;
- линия напора в обратном трубопроводе;
- линия потерь напора на шайбе;
- линия поверхности земли;
- высота зданий;
- линия статического напора;
- линия вскипания.

Потеря напора на дроссельной диафрагме (далее – шайба) представляет собой вертикальную линию подающего или обратного трубопроводов в зависимости от места ее расположения. Шайба устанавливается для снижения величины располагаемого напора до требуемого значения, при

располагаемом напоре соответствующему нормативному показателю шайба не устанавливается. В случае когда линия напора на обратном трубопроводе находится ниже высоты здания потребителя, происходит незаполняемость системы теплоснабжения, которая приводит к прекращению циркуляции теплоносителя. Для разрешения данной ситуации рекомендуем устанавливать шайбу на обратном трубопроводе. В случае когда линия напора на обратном трубопроводе находится выше высоты здания потребителя, устанавливаем шайбу на подающем трубопроводе. Когда значение напора в обратном трубопроводе выше геодезической отметки на 60 м, необходимо предусмотреть установку насосного оборудования на обратном трубопроводе или изменить зависимую схему присоединения на независимую. Давление в подающем трубопроводе не должно превышать допустимые значения на источнике тепловой сети и абонентских установках, которые зависят от характеристик оборудования и применяемого сортамента труб и в большинстве случаев составляет 16-25 кгс/см². Минимальное значение давления в подающем и обратном трубопроводах принимают 0,5 кгс/см².

Линия поверхности земли показывает изменение рельефа местности от начальной до конечной точки пьезометрического графика, на которой обозначена вертикальная линия, соответствующая высоте здания.

Линия статического напора обозначена пунктирным голубым цветом и строится относительно самого высокого здания системы теплоснабжения каждого конкретного источника. Она показывает состояние системы при отсутствии циркуляции (отключении сетевых насосов). Линия статического напора может располагаться как ниже, так и выше линии напора на обратном трубопроводе.

Линия вскипания должна находиться ниже линии напора в подающем трубопроводе.

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

13.01.2015 произошла авария на магистральном трубопроводе от Тобольской ТЭЦ до ГК-1. Повреждение на подающем трубопроводе на надземном участке 2,2 км от ТЭЦ.

Повреждение было обнаружено 13.01.2015, но по причине низких температур наружного воздуха отключение произвели 15.01.2015. Для восстановления нормальных параметров теплоснабжения понадобилось более 30 часов.

Статистика повреждений и аварийно-восстановительных ремонтов тепловых сетей с отключением потребителей от теплоснабжения Тобольского филиала АО «СУЭНКО» представлена за период 2017-2021 гг. (табл. 35).

Приведенные данные показывают количество повреждений только на тепловых сетях. Статистика отказов и повреждений на котельных приведена в разделе «Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии» части 2 «Источники тепловой энергии» Книги 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения» Обосновывающих материалов Схемы теплоснабжения.

Таблица 35

Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2017-2021 гг.

№ п/п	Показатель	Количество, ед.				
		2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1	Количество повреждений на тепловых сетях АО «СУЭНКО», в т.ч.	179	182	216	201	198
1.1	количество повреждений, которые привели к отключению (ограничению) потребителей	-	-	156	146	191

1.3.10 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

В диспетчерской службе Тобольского филиала АО «СУЭНКО» ведется статистика времени, затраченного на выполнение аварийно-восстановительных ремонтов и восстановление работоспособности тепловых сетей (в часах).

1.3.11 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

Анализ состояния трубопроводов тепловых сетей осуществляется методом диагностики во время устранения повреждений, а также во время проведения регламентных работ и в ходе подготовки к отопительному периоду.

Планирование капитальных и текущих ремонтов осуществляется с учетом количества технических нарушений за отопительный период.

Диагностика состояния тепловых сетей включает в себя постоянный контроль за их работой, и заключается в отслеживании срока эксплуатации участков трубопроводов, количества повреждений на участках трубопроводов, в том числе при гидроиспытаниях, состояния изоляции, характера коррозии металла, состояния лотков, строительных конструкций, грунта при вскрытии трубопроводов для неотложного ремонта, выявлении дефектов трубопроводов при их плановых техобслуживаниях, обходах, осмотрах и, так же, при проведении экспертизы промышленной безопасности основных магистралей. На основании всех полученных данных принимаются решения о включении трубопроводов тепловых сетей в планы на текущие и капитальные ремонты.

1.3.12 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

Для обеспечения эксплуатации и ремонта теплоэнергетического оборудования, техники и механизмов, наладки и контроля режимов функционирования тепловых сетей на теплоснабжающих предприятиях созданы и действуют специальные службы и структурные подразделения.

В отношении периодичности проведения летних ремонтов, а также параметров и методов испытаний тепловых сетей требуется следующее:

1. Техническое освидетельствование тепловых сетей должно производиться не реже одного раза в пять лет в соответствии с п.2.5 МДК 4 - 02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения».

2. Оборудование тепловых сетей в том числе тепловые пункты и системы теплоснабжения до проведения пуска после летних ремонтов должно быть подвергнуто гидравлическому испытанию на прочность и плотность, а именно: элеваторные узлы, калориферы и водоподогреватели отопления давлением 1,25 рабочего, но не ниже 1 МПа (10 кгс/см²), системы отопления с чугунными отопительными приборами давлением 1,25 рабочего, но не ниже 0,6 МПа (6 кгс/см²), а системы панельного отопления давлением 1 МПа (10 кгс/см²) (п.5.28 МДК 4 - 02.2001).

3. Испытанию на максимальную температуру теплоносителя должны подвергаться все тепловые сети от источника тепловой энергии до тепловых пунктов систем теплоснабжения, данное испытание следует проводить, как правило, непосредственно перед окончанием отопительного сезона при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха в соответствии с п.1.3, 1.4 РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя».

1.3.13 Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Технологические потери при передаче тепловой энергии складываются из тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов, а также с утечками теплоносителя. Расчеты нормативных значений технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии производятся в соответствии с приказом Минэнерго № 325 от 30.12.2008 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Приказом Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области от 15.05.2020 № 94/01-05-т установлена величина технологических потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям города Тобольска АО «СУЭНКО» (табл. 36).

Таблица 36

Нормативы величин технологических потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям АО «СУЭНКО»

Показатели энергосбережения и энергетической эффективности		
год	величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, тыс. Гкал	величина технологических потерь при передаче теплоносителя по тепловым сетям, тыс. м³
2019	204,675	726,186
2020	202,628	726,186
2021	201,946	726,186
2022	201,264	726,186
2023	200,582	726,186

Приказом Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области от 23.06.2020 № 109/01-05-т установлена величина технологических потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям города Тобольска ООО «ЗапСибНефтехим» (табл. 37).

Таблица 37

Нормативы величин технологических потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям ООО «ЗапСибНефтехим»

Показатели энергосбережения и энергетической эффективности		
год	величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, тыс. Гкал	величина технологических потерь при передаче теплоносителя по тепловым сетям, тыс. м³
2018	12,661	16,091
2019	12,661	16,091
2020	12,661	16,091
2021	12,661	16,091
2022	12,661	16,091

1.3.14 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года

Фактические потери в тепловых сетях АО «СУЭНКО» представлены в таблице 38.

Таблица 38

Фактические потери в тепловых сетях АО «СУЭНКО»

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55	Гкал/ч	0,017	0,010	0,018

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б	Гкал/ч	0,408	0,397	0,443
Котельная № 4, ул. Мира, 7б	Гкал/ч	0,098	0,112	0,039
Котельная № 5, ул. Ленина, 72а	Гкал/ч	0,189	0,326	0,276
Котельная № 6, ул. 2-я Вокзальная, 22	Гкал/ч	0,514	0,416	0,445
Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11	Гкал/ч	0,022	0,011	0,005
Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, № 2в	Гкал/ч	0,351	0,516	0,508
Котельная № 10, ул. Володарского, уч. 27а	Гкал/ч	0,589	0,553	0,683
Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, № 10в	Гкал/ч	0,542	0,418	0,492
Котельная № 12, ул. Ленина, 90а	Гкал/ч	0,069	0,047	0,085
Котельная № 13, ул. 3-я Речная, 3б	Гкал/ч	0,003	0,003	0,004
Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в	Гкал/ч	0,359	0,112	0,104
Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в	Гкал/ч	0,271	0,261	0,438
Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 1б	Гкал/ч	0,050	0,048	0,061
Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в	Гкал/ч	0,058	0,015	0,083
Котельная № 18, ул. 3-я Трудовая, 19в	Гкал/ч	0,253	0,198	0,200
Котельная № 19, ул. Судостроителей, 1б	Гкал/ч	0,332	0,210	0,192
Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в	Гкал/ч	0,757	0,816	0,699
Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50	Гкал/ч	0,476	0,827	0,694
Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а	Гкал/ч	0,007	0,001	0,005
Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а	Гкал/ч	0,105	0,002	0,011
Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в	Гкал/ч	0,067	0,042	0,037
Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3	Гкал/ч	0,042	0,041	0,013
Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в	Гкал/ч	0,108	0,106	0,109
Котельная № 31, ул. Ленина, 26б	Гкал/ч	0,014	0,013	0,058
СЦТ	Гкал/ч	18,087	18,788	15,809
ИТОГО	Гкал/ч	23,788	24,289	21,511

1.3.15 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.

1.3.16 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Присоединение теплопотребляющих установок потребителей к системе теплоснабжения города Тобольска осуществлено по зависимой безэлеваторной схеме (присоединение потребителей осуществляется непосредственно).

Системы горячего водоснабжения в основном присоединены по открытой схеме, кроме котельных №№ 9, 11, 17 и 20 (закрытая).

Тепловые сети двухтрубные, от ЦТП четырехтрубные.

Способ регулирования отпуска тепловой энергии – качественный, с переходом на качественно-количественное регулирование при температуре наружного воздуха ниже $-27\text{ }^{\circ}\text{C}$ и срезкой на ГВС.

Таким образом, наиболее распространенная схема присоединения теплопотребляющих установок потребителей (для отопления) является схема «потребитель с непосредственным присоединением системы отопления» (рис. 3).

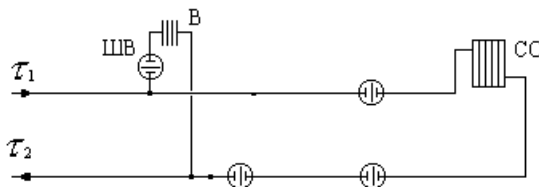


Рисунок 3. Схема «Потребитель с непосредственным присоединением СО»

Тип присоединения теплопотребляющих установок к тепловым сетям для каждого потребителя приведен в Электронной модели системы теплоснабжения города Тобольска (Книга 3).

1.3.17 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

По данным за 2021 г., отпуск тепловой энергии по приборам учета составил по потребителям АО «СУЭНКО» 82%.

Установка приборов учета запланирована на уровне 100% (за исключением жилищного фонда, подлежащего сносу, и объектов, установка приборов на которых технически невозможна).

1.3.18 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

В состав Тобольской ТЭЦ и Тобольского филиала АО «СУЭНКО» входит производственно-диспетчерская служба (далее ПДС), задачами которой являются:

- обеспечение режимов работы котельных и тепловых сетей, создающих бесперебойность теплоснабжения потребителей;
- контроль и обеспечение потребителей тепловой энергией установленного качества;
- предотвращение развития и ликвидация технологических нарушений (аварий) в сетях теплоснабжения и оперативное восстановление энергоснабжения потребителей;
- обеспечение наиболее надежной послеаварийной схемы теплоснабжения в целом и отдельных ее частей;
- обеспечение оперативной информацией по установленной форме о режимах работы основного оборудования, о выводе в ремонт и вводе в работу (резерв) основного оборудования тепловых энергоустановок;
- организация профилактических работ по предупреждению аварий, инцидентов, пожаров, производственного травматизма, а также работы по улучшению условий труда и др.

ПДС осуществляет круглосуточное диспетчерское управление работой тепловых энергоустановок Тобольской ТЭЦ и Тобольского филиала АО «СУЭНКО», согласно актам границ раздела оборудования и эксплуатационной ответственности сторон.

Порядок взаимоотношений между оперативным персоналом Тобольской ТЭЦ и Тобольского филиала АО «СУЭНКО» осуществляется согласно разработанному Положению о взаимоотношениях между оперативным персоналом Тобольской ТЭЦ и Тобольского филиала АО «СУЭНКО».

Оперативно-диспетчерская служба (ОДС) Тобольского филиала АО «СУЭНКО» работает в круглосуточном режиме и полностью контролирует работу тепловых сетей и котельных, в том числе в автоматическом режиме.

ОДС работает в составе: старшего диспетчера – 1 человек, диспетчеров ОДС – 4 человека, 2-х оперативно-выездных бригад, состоящих из 2-х человек, обеспеченных автотехникой (первая бригада обслуживает централизованные тепловые сети, вторая бригада – котельные). На рабочее место диспетчера ОДС, на дополнительный мобильный телефон, выведены сигналы при отклонениях параметров от штатного режима работы автоматических бесперсональных котельных № 13, 17, 18, 27, 29.

ОДС обеспечена стационарными телефонами (2 номера связи) и одним мобильным телефоном для передачи данных с персональных котельных, ПНС- 1,2,3, ГК №1.

В 2017 году включены в работу котельные № 9, 11 микрорайона Сумкино взамен котельной № 1, выработавшей свой срок эксплуатации. По этим котельным № 9, 11 также проведены работы по диспетчеризации с выводом параметров котельных на рабочее место диспетчера ОДС.

1.3.19 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Центральные тепловые пункты и подкачивающие насосные станции автоматизации не имеют.

1.3.20 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Тепловые сети, обслуживаемые Тобольским филиалом АО «СУЭНКО», не оборудованы средствами автоматического регулирования тепловой нагрузки и защиты.

При непосредственной схеме присоединения потребителей к тепловой сети стабилизация гидравлического режима, гашение избыточных напоров на тепловых пунктах и перед отдельными теплоприемниками при отсутствии автоматических регуляторов производится с помощью постоянных сопротивлений – дроссельных диафрагм.

В связи с тем, что потребители некапитальной застройки не имеют оборудованных тепловых пунктов и фланцевых соединений на вводах в здания, дроссельные диафрагмы установлены для отдельных групп потребителей.

1.3.21 Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

В соответствии с п. 6 ст. 15 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ (ред. от 25.06.2012) «О теплоснабжении»: «В случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

По состоянию на 01.01.2022 протяженность выявленных бесхозяйных сетей составляет 12,962 км. Выявленные бесхозяйные сети переданы для содержания и обслуживания в Тобольский филиал АО «СУЭНКО».

Протяженность выявленных бесхозяйных тепловых сетей входит в общую протяженность сетей теплоснабжения, эксплуатируемых Тобольским филиалом АО «СУЭНКО».

На основании того, что теплосетевой организацией в районе расположения выявленных бесхозяйных тепловых сетей является Тобольский филиал АО «СУЭНКО», в качестве организации, осуществляющей содержание и обслуживание указанных бесхозяйных сетей до момента постановки их на учет и признания права собственности, должен быть определен Тобольский филиал АО «СУЭНКО».

1.3.22 Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Утвержденные (нормативные) энергетические характеристики тепловых сетей для системы теплоснабжения АО «СУЭНКО» на 2019-2023 гг. представлены в таблице 39⁴.

Таблица 39

Нормативные энергетические характеристики тепловых сетей АО «СУЭНКО» на 2019-2023 гг.

Год	Показатели энергосбережения и энергетической эффективности				
	удельный расход топлива	отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети		величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	
		кг.у.т./Гкал	Гкал/м ²	м ³ /м ²	тыс. Гкал
2019	164,4	4,87	17,27	204,675	726,186
2020	164,4	4,82	17,27	202,628	726,186
2021	164,4	4,80	17,27	201,946	726,186
2022	164,4	4,79	17,27	201,264	726,186
2023	164,4	4,77	17,27	200,582	726,186

Утвержденные (нормативные) энергетические характеристики тепловых сетей для системы теплоснабжения ООО «ЗапСибНефтехим» на 2021-2024 гг. представлены в таблице 40⁵.

Таблица 40

Нормативные энергетические характеристики тепловых сетей ООО «ЗапСибНефтехим» на 2021-2024 гг.

Год	Показатели энергосбережения и энергетической эффективности				
	удельный расход топлива	отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети		величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям	
		кг.у.т./Гкал	Гкал/м ²	м ³ /м ²	тыс. Гкал
2021	-	0,35	0,63	3,603	6,535
2022	-	0,35	0,63	3,603	6,535
2023	-	0,35	0,63	3,603	6,535
2024	-	0,35	0,63	3,603	6,535

Описание изменений в характеристиках тепловых сетей и сооружений на них, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее актуализированной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2032 год произошли изменения характеристик тепловых сетей котельных в связи с уточнением информации.

⁴ Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 16.12.2021 № 42

⁵ Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 30.06.2021 № 18

1.4 Зоны действия источников тепловой энергии

Зона действия источника тепловой энергии – территория поселения, городского округа (поселения) или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

В соответствии с градостроительным зонированием территории г. Тобольска устанавливаются следующие виды территориальных зон:

- зоны жилого назначения;
- зоны общественно-делового назначения;
- общественно-деловая зона туристического маршрута;
- зона производственного и коммунально-складского назначения;
- зона объектов инженерной инфраструктуры;
- зона объектов транспортной инфраструктуры;
- рекреационные зоны;
- зоны сельскохозяйственного использования;
- зона акваторий;
- зона природного ландшафта;
- зоны специального назначения;
- зоны режимных территорий безопасности;
- зона улично-дорожной сети.

На базе Генерального плана г. Тобольска в 2006 – 2014 гг. были разработаны проекты планировок 3, 3а, 7а, 12, 15, 16, 18, 19 мкрн., а также мкрн. «Защитино» (южная часть), мкрн. «Защитино» (2-я очередь), мкрн. 15, Подгорной части г. Тобольска (1-я очередь), «Зоны центра», мкрн. Иртышский, «Анисимово» и проект планировки туристического центра Западной Сибири на базе историко-культурного наследия г. Тобольска.

Централизованное теплоснабжение охватывает следующие зоны муниципального образования:

- зоны жилого назначения;
- зоны общественно-делового назначения;
- общественно-деловая зона туристического маршрута;
- зона производственного и коммунально-складского назначения;

Зона жилого назначения выделяется в составе семи районов. В состав жилых зон входят территории, функционально используемые для постоянного и временного проживания населения, включающие жилую и общественную застройку.

Зона жилого назначения включает кварталы разноэтажной секционной, усадебной и коттеджной застройки с объектами культурно-бытового и коммунального обслуживания и местами для рекреации и занятий спортом.

В состав зон общественно-делового назначения входят территории общественно-делового, коммерческого центра, территории объектов здравоохранения, территории образовательных учреждений, территории культовых и спортивных сооружений.

В состав общественно-деловой зоны туристического маршрута входят объекты культурного наследия регионального значения.

В состав зоны действия каждого источника входят территории, занятые промышленными, коммунальными и складскими помещениями.

Системы централизованного теплоснабжения г. Тобольска состоят из 26 секционированных зон действия теплоисточников (табл. 41).

Существующие зоны действия каждого источника тепловой энергии г. Тобольска представлены в Приложении к схеме теплоснабжения г. Тобольска. Часть 1.

Тобольская ТЭЦ отпускает тепловую энергию в виде горячей воды, острого и отработавшего пара. Существует две зоны действия источника в горячей воде: на центральный газодиффузионный узел (ЦГДУ) (Восточную промышленную зону) и в город потребителям Нагорной части.

От котельных обеспечивается теплоснабжение потребителей Подгорной части г. Тобольска, мкрн. Иртышский, мкрн. Менделеево, п. Сумкино, ТО Левобережье, района Юго-Восточный, потребителей п. Пионерный.

Таблица 41

Существующие зоны действия источников тепловой энергии муниципального образования г. Тобольск

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Наименование расчетного элемента территориального деления (проекта планировки)	Тепловая нагрузка потребителей всего, Гкал/ч
			2021 г.
Источники комбинированной выработки			
1	ООО «Тобольская ТЭЦ»	нагрузка в горячей воде (без учета промышленных потребителей)	381,160
		Нагрузка в паре	619,3
		зона действия – центральный газодиффузионный узел	острый
		(ООО «Тобольск-Нефтехим»)	отборный
нагрузка в горячей воде			
Коммунально-отопительные котельные			
1	Котельная № 4	Подгорная часть	2,546
2	Котельная № 5		1,155
3	Котельная № 6		1,682
4	Котельная № 8		0,510
5	Котельная № 10		0,970
6	Котельная № 12		0,177
7	Котельная № 13		0,074
8	Котельная № 14		3,485
9	Котельная № 17		1,349
10	Котельная № 18		1,028
11	Котельная № 24		0,152
12	Котельная № 25		0,355
13	Котельная № 27		0,249
14	Котельная № 29		0,710
15	Котельная № 31		0,666
16	Котельная № 3	мкрн. Иртышский	1,813
17	Котельная № 20		11,769
18	Котельная № 22	мкрн. Менделеево	14,144
19	Котельная № 16	район Юго-Восточный	0,074
20	Котельная № 15	ТО Левобережье	1,150
21	Котельная № 19		1,331
22	Котельная № 9	п. Сумкино	3,877
23	Котельная № 11		5,179
24	Котельная № 2		0,121
25	Котельная № 28	Пионерная база	0,385

1.5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии в зоне действия источников тепловой энергии (без учета локальных производственных котельных) представлены в таблице 43.

Тобольская ТЭЦ отпускает тепловую энергию в виде горячей воды, острого и отборного пара. Котельные – в горячей воде.

1.5.1 Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха основано на анализе тепловых нагрузок потребителей, установленных в договорах теплоснабжения.

Потребление тепловой энергии для расчетных температур определено с использованием следующих показателей:

- продолжительность отопительного периода 231 день;
- расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции в холодный период года – - 39 °С;
- средняя температура наружного воздуха за отопительный период – -7,9 °С;
- расчетная температура внутреннего воздуха:
 - в жилых домах – 21 °С;
 - детские сады, школы – 25 °С;
 - производственные здания – 16 °С;
- температура потребляемой холодной воды в водопроводной сети в отопительный период – 5 °С;
- температура холодной воды в водопроводной сети в неотапливаемый период – 15 °С.

Тепловые нагрузки потребителей города Тобольска в зонах действия источников тепловой энергии по состоянию на 01.01.2022 представлены в таблице 42.

Таблица 42

Тепловые нагрузки потребителей города Тобольска в зонах действия источников тепловой энергии по состоянию на 01.01.2022

№ п/п	Наименование котельной	Присоединенная нагрузка в т. ч., Гкал/ч			
		Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС
1	Котельная № 2	0,121	0,106	0,000	0,014
2	Котельная № 3	1,813	1,702	0,000	0,111
3	Котельная № 4	2,546	2,396	0,000	0,150
4	Котельная № 5	1,155	1,149	0,000	0,006
5	Котельная № 6	1,682	1,606	0,000	0,076
6	Котельная № 8	0,510	0,345	0,130	0,034
7	Котельная № 9	3,877	3,440	0,052	0,385
8	Котельная № 10	0,970	0,900	0,000	0,071
9	Котельная № 11	5,179	4,562	0,230	0,387
10	Котельная № 12	0,177	0,177	0,000	0,000
11	Котельная № 13	0,074	0,070	0,000	0,004
12	Котельная № 14	3,485	2,645	0,000	0,841
13	Котельная № 15	1,150	1,074	0,000	0,076
14	Котельная № 16	0,074	0,064	0,000	0,010
15	Котельная № 17	1,349	1,305	0,000	0,043
16	Котельная № 18	1,028	0,944	0,000	0,084
17	Котельная № 19	1,331	1,300	0,000	0,031

№ п/п	Наименование котельной	Присоединенная нагрузка в т. ч., Гкал/ч			
		Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС
18	Котельная № 20	11,769	10,405	0,136	1,228
19	Котельная № 22	14,144	12,364	0,593	1,186
20	Котельная № 24	0,152	0,162	0,000	0,000
21	Котельная № 25	0,355	0,355	0,000	0,000
22	Котельная № 27	0,249	0,249	0,000	0,000
23	Котельная № 28	0,385	0,372	0,013	0,000
24	Котельная № 29	0,710	0,710	0,000	0,000
25	Котельная № 31	0,666	0,666	0,000	0,000
	Итого по котельным	54,950	49,058	1,154	4,738
26	Зона централизованного теплоснабжения от ООО «ЗапСибНефтехим»	381,160	306,631	11,363	63,166
	ВСЕГО	436,110	355,689	12,517	67,904

1.5.2 Значения расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Расчетные тепловые нагрузки на коллекторах источников тепловой энергии приведены в п. 1.6.1 настоящей Схемы теплоснабжения.

1.5.3 Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Случаи применения на территории города Тобольска отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии отсутствуют.

1.5.4 Величина потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Объем потребления тепловой энергии котельными за 2018-2021 гг. отражен в таблице 43.

Таблица 43

Объем потребления тепловой энергии в городе Тобольске за 2018-2021 гг.

№ п/п	Наименование котельной	Выработка, тыс. Гкал				Отпуск в сеть, тыс. Гкал			
		2018 г. факт	2019 г. факт	2020 г. факт	2021 г. факт	2018 г. факт	2019 г. факт	2020 г. факт	2021 г. факт
1	Котельная № 2	0,458	0,432	0,413	0,437	0,439	0,426	0,407	0,430
2	Котельная № 3	6,928	6,585	6,431	6,472	6,892	6,547	6,395	6,435
3	Котельная № 4	6,209	6,003	5,917	6,238	6,066	5,956	5,870	6,189
4	Котельная № 5	4,396	3,989	4,404	4,178	4,231	3,900	4,307	4,085
5	Котельная № 6	8,542	7,230	6,798	6,700	8,220	7,078	6,655	6,559
6	Котельная № 8	1,266	1,262	1,091	1,038	1,258	1,253	1,084	1,031
7	Котельная № 9	15,727	13,492	14,320	14,717	14,715	12,582	13,354	13,724
8	Котельная № 10	4,651	5,389	5,207	5,377	4,621	5,352	5,171	5,340
9	Котельная № 11	18,174	18,161	14,520	12,269	17,380	17,433	13,938	11,777
10	Котельная № 12	0,938	0,749	0,595	0,746	0,914	0,739	0,587	0,735
11	Котельная № 13	0,233	0,213	0,212	0,215	0,227	0,212	0,211	0,214
12	Котельная № 14	10,523	9,493	7,633	7,793	10,110	9,088	7,307	7,459
13	Котельная № 15	6,783	6,117	5,920	5,744	6,355	5,340	5,169	5,016
14	Котельная № 16	0,824	0,739	0,722	0,504	0,817	0,733	0,716	0,500

№ п/п	Наименование котельной	Выработка, тыс. Гкал				Отпуск в сеть, тыс. Гкал			
		2018 г. факт	2019 г. факт	2020 г. факт	2021 г. факт	2018 г. факт	2019 г. факт	2020 г. факт	2021 г. факт
15	Котельная № 17	2,595	2,480	2,321	2,720	2,567	2,457	2,299	2,695
16	Котельная № 18	5,257	4,269	4,129	3,964	4,802	3,934	3,804	3,653
17	Котельная № 19	7,682	6,844	5,661	4,761	6,957	6,222	5,147	4,329
18	Котельная № 20	37,721	34,952	32,717	35,436	36,499	34,196	32,010	34,670
19	Котельная № 22	44,780	39,972	39,043	41,290	44,196	39,134	38,224	40,424
20	Котельная № 24	0,167	0,155	0,144	0,164	0,157	0,150	0,139	0,159
21	Котельная № 25	0,887	1,317	0,683	0,715	0,858	1,303	0,676	0,707
22	Котельная № 27	1,767	0,940	0,739	0,690	1,753	0,931	0,732	0,684
23	Котельная № 28	0,523	0,538	0,532	0,586	0,513	0,533	0,527	0,581
24	Котельная № 29	2,319	2,179	1,896	2,031	2,295	2,161	1,880	2,015
25	Котельная № 31	1,066	1,106	0,894	1,029	1,057	1,098	0,888	1,021
	Итого по котельным	190,417	174,606	162,942	165,814	183,898	168,758	157,496	160,432

Фактическое потребление тепловой энергии за 2021 г. конечными потребителями от Тобольской ТЭЦ в горячей воде (Нагорная часть) составил 845,37 тыс. Гкал.

Потребление тепловой энергии от Тобольской ТЭЦ за 2019-2020 гг. с помесечной разбивкой представлено в таблице 44.

Тобольская ТЭЦ работает круглогодично. В Нагорной части города Тобольска фактический отпуск тепловой энергии в отопительный период за 2021 г. составил 100% от годового отпуска тепловой энергии.

В районах, обеспечиваемых теплом от котельных, фактический отпуск тепловой энергии в отопительный период 2021 г. составил 95,2% от годового отпуска тепловой энергии. Система теплоснабжения от котельных Подгорной части, районов Юго-Восточный, ТО Левобережье, Пионерной базы г. Тобольск характеризуется в основном отопительной нагрузкой, в летний период котельные не работают. Котельная № 20 мкр. Иртышский и котельные №№ 9,11 п. Сумкино работают круглогодично, вырабатывая в летний период тепловую энергию на нужды горячего водоснабжения.

Потребление тепловой энергии от Тобольской ТЭЦ за 2019-2020 гг. с месячной разбивкой (в отопительный и неопотительный периоды)

Показатели	2019 год												ИТОГО
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	2019
Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс. Гкал	601,253	548,469	551,236	511,277	433,968	300,509	440,259	405,031	425,999	502,346	539,047	566,532	5825,926
горячая вода, тыс. Гкал	157,79	135,576	111,367	94,159	41,197	27,523	22,594	7,629	44,922	89,615	125,937	137,818	996,127
пар, тыс. Гкал, в т.ч.	443,463	412,893	439,869	417,118	392,771	272,986	417,665	397,402	381,077	412,731	413,110	428,714	4829,799
пар острый, тыс. Гкал	284,899	260,554	290,525	283,265	248,293	108,038	292,286	286,257	274,329	287,259	266,569	275,943	3158,217
пар отборный, тыс. Гкал	158,564	152,339	149,344	133,853	144,478	164,948	125,379	111,145	106,748	125,472	146,541	152,771	1671,582
	2020 год												ИТОГО
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	2020
Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс. Гкал	568,719	508,514	527,718	494,385	373,839	310,385	366,140	350,466	401,439	477,661	513,300	580,820	5473,386
горячая вода, тыс. Гкал	143,825	116,484	101,65	81,821	33,978	18,207	22,335	6,481	45,734	91,4	115,299	152,842	930,056
пар, тыс. Гкал, в т.ч.	424,894	392,030	426,068	412,564	339,861	292,178	343,805	343,985	355,705	386,261	398,001	427,978	4543,330
пар острый, тыс. Гкал	212,593	186,477	291,288	279,692	140,467	90,145	173,48	164,896	189,833	226,165	262,965	299,580	2517,581
пар отборный, тыс. Гкал	212,301	205,553	134,78	132,872	199,394	202,033	170,325	179,089	165,872	160,096	135,036	128,398	2025,749

1.5.5 Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

До 01.07.2013 при расчете размера платы за коммунальную услугу по отоплению использовались нормативы потребления тепловой энергии, действовавшие по состоянию на 30.06.2012 г., утвержденные распоряжением Главы г. Тобольска от 29.09.2004 № 1918. В указанный период для потребителей г. Тобольска действовал единый норматив потребления коммунальной услуги по отоплению равный 0,0213 Гкал/мес./м² с периодом оплаты в течение 12 месяцев (0,2556 Гкал/год/м²).

В соответствии с постановлениями Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 № 354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» и от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг» для г. Тобольска утверждены нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению, холодному и горячему водоснабжению.

С 01.07.2013 в соответствии с постановлением Правительства Тюменской области от 13.09.2012 №371-п «О региональных особенностях использования энергетических ресурсов при оказании коммунальных услуг» в Тюменской области введены в действие новые нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению, которые утверждены приказом Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области от 20.08.2012 №185/01-05-ос (в редакции приказов Департамента от 14.09.2012 №191/01-05-ос, от 28.06.2013 №79/01-05-ос, от 22.07.2013 №91/01-05-ос, от 30.09.2013 №167/01-05-ос).

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению устанавливаются едиными для многоквартирных домов и жилых домов, имеющих аналогичные конструктивные и технические параметры, степень благоустройства, расположенных в аналогичных климатических условиях. Приказом Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области Тобольский городской округ, исходя из климатических параметров, отнесен к 3-й группе муниципальных образований Тюменской области.

В соответствии с требованиями Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306, новые нормативы дифференцированы и зависят от года постройки здания и количества в нем этажей (табл. 45).

При определении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению количество тепловой энергии, необходимой для отопления (Гкал/год), распределено на 9 календарных месяцев (с сентября по май включительно), равными долями.

Приказом Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области от 21.08.2017 № 293/01-21 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению в Тюменской области» утверждены:

- нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в отопительный период собственниками и пользователями жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов, на которые распространяются требования Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» по установке приборов учета тепловой энергии (кроме собственников и пользователей жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов, максимальный объем потребления тепловой энергии которых составляет менее чем две десятых Гкал в час), определенные расчетным методом (табл. 46);
- нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению надворных построек в отопительный период, определенные расчетным методом (табл. 46);
- нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в отопительный период собственниками и пользователями жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов, на которые не распространяются требования Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении

изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» по установке приборов учета тепловой энергии, а также собственниками и пользователями жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов, максимальный объем потребления тепловой энергии которых составляет менее чем две десятых Гкал в час, определенные расчетным методом (табл. 47).

Таблица 45

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в отопительный период собственниками и пользователями жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов, на которые распространяются требования Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» по установке приборов учета тепловой энергии (кроме собственников и пользователей жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов, максимальный объем потребления тепловой энергии которых составляет менее чем две десятых Гкал в час) для Тобольского муниципального района

Этажность дома	Норматив потребления, Гкал в месяц на 1 м ² общей площади жилого или нежилого помещения в многоквартирном доме или жилого дома
I. Многоквартирные дома или жилые дома до 1999 года постройки включительно	
1 - 2-этажный	0,0291
3 - 4-этажный	0,0286
5 - 9-этажный	0,0285
10 – 11-этажный	0,0281
12-этажный и более	0,0277
II. Многоквартирные дома или жилые дома после 1999 года постройки	
1 - 2-этажный	0,0286
3-этажный	0,0277
4 - 5-этажный	0,0272
6 - 7-этажный	0,0277
8 - 9-этажный	0,0262
10-этажный и более	0,0258

Таблица 46

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению надворных построек в отопительный период, для Тобольского муниципального района

Норматив потребления, Гкал в месяц на 1 м ² отапливаемых надворных построек		
бани	гаражи	помещения для содержания сельскохозяйственных животных
0,0112	0,0180	0,0228

Таблица 47

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в отопительный период собственниками и пользователями жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов, на которые не распространяются требования Федерального Закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» по установке приборов учета тепловой энергии, а также собственниками и пользователями жилых и нежилых помещений в многоквартирных домах и жилых домов, максимальный объем потребления тепловой энергии, которых составляет менее чем две десятых Гкал в час, для Тобольского муниципального района

Этажность дома	Норматив потребления, Гкал в месяц на 1 м² общей площади жилого или нежилого помещения в многоквартирном доме или жилого дома
I. Многоквартирные дома или жилые дома до 1999 года постройки включительно	
1 – 2-этажный	0,0291
3 – 4-этажный	0,0286
5-этажные	0,0285
9-этажные	0,0285
II. Многоквартирные дома или жилые дома после 1999 года постройки	
1 – 2-этажный	0,0184
3 – 4-этажный	0,0183

1.5.6 Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

Величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по источникам тепловой энергии принимаются равными.

Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Изменения тепловых нагрузок, произошедшие за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, связаны с технологическим подключением новых потребителей, переходу потребителей на индивидуальные источники теплоснабжения, а также переключению тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии.

1.6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

1.6.1 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Баланс мощности и нагрузки по котельным города Тобольска за 2019 – 2021 гг. представлен в таблице 48.

1.6.1 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

Мощность по каждому из источников тепловой энергии города Тобольска достаточна для обеспечения подачи тепловой энергии установленного качества потребителям в период расчетных температур.

Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии города Тобольска за 2021 г. представлены в таблице 48.

Тепловой баланс системы теплоснабжения города Тобольска

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,431	0,431	0,431
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,215	0,215	0,215
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,431	0,431	0,431
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,003	0,004	0,004
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,70	1,03	1,03
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,428	0,427	0,427
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,017	0,010	0,018
Потери в тепловых сетях в %	%	3,94	2,32	4,18
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,125	0,121	0,121
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,108	0,106	0,106
ГВС	Гкал/ч	0,017	0,015	0,014
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,286	0,296	0,288
Доля резерва	%	66,4	68,7	66,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,213	0,212	0,212
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,125	0,121	0,121
Зона действия источника тепловой мощности	га	0,4	0,4	0,4
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,31	0,30	0,30
Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	5,245	5,245	5,245
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	1,720	1,720	1,720
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5,245	5,245	5,245
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,006	0,006	0,017
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,11	0,11	0,31

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,239	5,239	5,228
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,408	0,397	0,443
Потери в тепловых сетях в %	%	7,78	7,57	8,45
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	2,086	1,780	1,813
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,979	1,669	1,702
ГВС	Гкал/ч	0,107	0,111	0,111
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	2,745	3,062	2,972
Доля резерва	%	52,3	58,4	56,7
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,519	3,519	3,508
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	2,086	1,78	1,8133882
Зона действия источника тепловой мощности	га	9,7	9,7	9,7
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,22	0,18	0,19
Котельная № 4, ул. Мира,76				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	6,019	6,019	6,019
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,150	2,150	2,150
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6,019	6,019	6,019
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0260	0,0260	0,0791
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,43	0,43	1,31
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,993	5,993	5,940
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,098	0,112	0,039
Потери в тепловых сетях в %	%	1,63	1,86	0,65
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	3,036	2,376	2,546
отопление и вентиляция	Гкал/ч	2,881	2,231	2,396
ГВС	Гкал/ч	0,155	0,145	0,150
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	2,859	3,505	3,355
Доля резерва	%	47,5	58,2	55,7

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,843	3,843	3,790
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	3,036	2,376	2,546
Зона действия источника тепловой мощности	га	10,7	10,7	10,7
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,28	0,22	0,24
Котельная № 5, ул. Ленина, 72а				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	4,299	4,299	4,299
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,150	2,150	2,150
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	4,299	4,299	4,299
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0300	0,0300	0,0258
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,70	0,70	0,60
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	4,269	4,269	4,27324
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,189	0,326	0,276
Потери в тепловых сетях в %	%	4,40	7,58	6,42
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,020	1,109	1,155
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,004	1,097	1,149
ГВС	Гкал/ч	0,016	0,012	0,006
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,060	2,834	2,842
Доля резерва	%	71,2	65,9	66,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	2,119	2,119	2,123
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,02	1,109	1,155
Зона действия источника тепловой мощности	га	5,6	5,6	5,6
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,18	0,20	0,21
Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	6,019	6,019	6,019
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,58	2,58	2,580

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6,019	6,019	6,019
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0580	0,058	0,094
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде_	%	0,96	0,96	1,56
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,961	5,961	5,925
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,514	0,416	0,445
Потери в тепловых сетях в %	%	8,54	6,91	7,39
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,956	1,572	1,682
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,872	1,496	1,606
ГВС	Гкал/ч	0,084	0,076	0,076
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,491	3,973	3,798
Доля резерва	%	58,0	66,0	63,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,381	3,381	3,345
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,956	1,572	1,682
Зона действия источника тепловой мощности	га	11,0	11,0	11,0
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,18	0,14	0,15
Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,688	0,688	0,688
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,34	0,34	0,34
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,688	0,688	0,688
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0020	0,0020	0,0007
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде_	%	0,29	0,29	0,10
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,686	0,686	0,687
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,022	0,011	0,005
Потери в тепловых сетях в %	%	3,20	1,60	0,73
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,438	0,445	0,510

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,417	0,411	0,475
ГВС	Гкал/ч	0,021	0,034	0,034
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,226	0,230	0,173
Доля резерва	%	32,8	33,4	25,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,346	0,346	0,347
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,346	0,346	0,347
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,8	1,8	1,8
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,24	0,25	0,28
Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	6,019	6,019	6,019
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,58	2,58	2,58
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6,02	6,02	6,02
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,12	0,12	0,06
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	1,99	1,99	1,00
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,90	5,90	5,96
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,351	0,516	0,508
Потери в тепловых сетях в %	%	5,83	8,57	8,44
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	4,124	4,115	3,877
отопление и вентиляция	Гкал/ч	3,747	3,736	3,492
ГВС	Гкал/ч	0,377	0,379	0,385
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,424	1,268	1,574
Доля резерва	%	23,7	21,1	26,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,319	3,319	3,379
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	3,319	3,319	3,379
Зона действия источника тепловой мощности	га	9,2	9,2	9,2

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,542	0,418	0,492
Потери в тепловых сетях в %	%	5,73	4,42	5,20
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	6,391	5,883	5,179
отопление и вентиляция	Гкал/ч	5,768	5,503	4,792
ГВС	Гкал/ч	0,623	0,380	0,387
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	2,431	3,063	3,727
Доля резерва	%	25,7	32,4	39,4
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	5,064298	5,064298	5,098
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	5,064298	5,064298	5,098
Зона действия источника тепловой мощности	га	8,9	8,9	8,9
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,72	0,66	0,58
Котельная № 12, ул. Ленина, 90а				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,862	0,862	0,862
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,43	0,43	0,43
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,862	0,862	0,862
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,004	0,004	0,007
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,46	0,46	0,83
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,858	0,858	0,855
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,069	0,047	0,085
Потери в тепловых сетях в %	%	8,00	5,45	9,86
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,157	0,105	0,177
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,157	0,105	0,177
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,632	0,706	0,592
Доля резерва	%	73,3	81,9	68,7

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,428	0,428	0,425
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,157	0,105	0,177
Зона действия источника тепловой мощности	га	2,0	2,0	2,0
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,08	0,05	0,09
Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,198	0,198	0,198
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,198	0,198	0,198
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,001	0,001	0,0018
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,51	0,51	0,91
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,197	0,197	0,196
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,003	0,003	0,004
Потери в тепловых сетях в %	%	1,52	1,52	2,02
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,073	0,074	0,074
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,068	0,070	0,070
ГВС	Гкал/ч	0,005	0,004	0,004
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,121	0,120	0,118
Доля резерва	%	61,1	60,7	59,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,097	0,097	0,096
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,073	0,074	0,074
Зона действия источника тепловой мощности	га	0,5	0,5	0,5
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,15	0,15	0,15
Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	8,255	8,255	8,255
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,75	2,75	2,75

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	8,255	8,255	8,255
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,074	0,074	0,034
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде_	%	0,90	0,90	0,41
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	8,181	8,181	8,221
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,359	0,112	0,104
Потери в тепловых сетях в %	%	4,35	1,36	1,26
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	2,792	3,255	3,485
отопление и вентиляция	Гкал/ч	2,609	2,646	2,645
ГВС	Гкал/ч	0,183	0,609	0,841
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	5,030	4,814	4,632
Доля резерва	%	60,9	58,3	56,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	5,431	5,431	5,471
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	2,792	3,255	3,485
Зона действия источника тепловой мощности	га	15,3	15,3	15,3
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,18	0,21	0,23
Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	5,159	5,159	5,159
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,58	2,58	2,58
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5,159	5,159	5,159
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,077	0,077	0,336
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде_	%	1,49	1,49	6,51
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,082	5,082	4,823
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,271	0,261	0,438
Потери в тепловых сетях в %	%	5,25	5,06	8,49
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,578	1,423	1,150

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,460	1,336	1,074
ГВС	Гкал/ч	0,118	0,087	0,076
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,233	3,398	3,236
Доля резерва	%	62,7	65,9	62,7
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	2,502	2,502	2,243
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,578	1,423	1,150
Зона действия источника тепловой мощности	га	3,4	3,4	3,4
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,46	0,42	0,34
Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,344	0,344	0,344
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,09	0,09	0,09
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,344	0,344	0,344
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,001	0,001	0,002
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,29	0,29	0,60
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,343	0,343	0,342
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,050	0,048	0,061
Потери в тепловых сетях в %	%	14,53	13,95	17,73
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,236	0,179	0,074
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,217	0,161	0,064
ГВС	Гкал/ч	0,019	0,018	0,010
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,057	0,116	0,207
Доля резерва	%	16,6	33,6	60,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,253	0,253	0,252
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,236	0,179	0,074
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,2	1,2	1,2

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,253	0,198	0,200
Потери в тепловых сетях в %	%	5,89	4,61	4,65
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,990	0,956	1,028
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,883	0,872	0,944
ГВС	Гкал/ч	0,107	0,084	0,084
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	2,974	3,064	3,045
Доля резерва	%	69,2	71,3	70,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	2,067	2,067	2,123
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,990	0,956	1,028
Зона действия источника тепловой мощности	га	6,0	6,0	6,0
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,17	0,16	0,17
Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	3,869	4,7289	4,729
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	3,01	3,01	3,01
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	3,869	4,729	4,729
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,130	0,130	0,087
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	3,36	2,75	1,84
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	3,74	4,60	4,64
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,332	0,210	0,192
Потери в тепловых сетях в %	%	8,58	4,44	4,06
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	2,024	1,764	1,331
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,978	1,731	1,300
ГВС	Гкал/ч	0,046	0,033	0,031
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,383	2,625	3,119
Доля резерва	%	35,7	55,5	66,0

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	17,197	17,197	17,197
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,07	0,07	0,28
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде_	%	0,41	0,41	1,61
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	17,13	17,13	16,92
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,476	0,827	0,694
Потери в тепловых сетях в %	%	2,77	4,81	4,04
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	14,116	14,433	14,144
отопление и вентиляция	Гкал/ч	12,810	13,269	12,958
ГВС	Гкал/ч	1,306	1,164	1,186
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	2,535	1,867	2,082
Доля резерва	%	14,7	10,9	12,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	12,827	12,827	12,620
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	12,827	12,827	12,620
Зона действия источника тепловой мощности	га	35,5	35,5	35,5
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,40	0,41	0,40
Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,16	0,16	0,16
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,16	0,16	0,16
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0020	0,0020	0,0014
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде_	%	1,25	1,25	0,85
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,1580	0,1580	0,1586
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,007	0,001	0,005
Потери в тепловых сетях в %	%	4,38	0,63	3,13
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,090	0,090	0,152

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,090	0,090	0,152
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,061	0,067	0,002
Доля резерва	%	38,1	42,1	1,0
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,078	0,078	0,079
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,078	0,078	0,079
Зона действия источника тепловой мощности	га	0,7	0,7	0,7
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,13	0,13	0,22
Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,862	0,862	0,862
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,43	0,43	0,43
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,862	0,862	0,862
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,005	0,005	0,008
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,58	0,58	0,97
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,857	0,857	0,854
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,105	0,002	0,011
Потери в тепловых сетях в %	%	12,18	0,23	1,28
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,300	0,283	0,355
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,283	0,283	0,355
ГВС	Гкал/ч	0,017	0,000	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,452	0,572	0,487
Доля резерва	%	52,4	66,3	56,5
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,427	0,427	0,424
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,300	0,283	0,355
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,2	1,2	1,2

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,042	0,041	0,013
Потери в тепловых сетях в %	%	2,37	2,32	0,73
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,453	0,439	0,385
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,327	0,313	0,385
ГВС	Гкал/ч	0,126	0,127	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,274	1,289	1,363
Доля резерва	%	71,9	72,8	77,0
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	1,229	1,229	1,221
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,453	0,439	0,385
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,3	1,3	1,3
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,35	0,34	0,30
Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,032	1,032	1,032
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,52	0,52	0,52
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,032	1,032	1,032
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0040	0,0040	0,0041
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,39	0,39	0,40
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	1,028	1,028	1,028
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,108	0,106	0,109
Потери в тепловых сетях в %	%	10,47	10,27	10,56
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,489	0,020	0,710
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,489	0,019	0,710
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,001	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,431	0,902	0,209
Доля резерва	%	41,8	87,5	20,2

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,508	0,508	0,508
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,489	0,020	0,508
Зона действия источника тепловой мощности	га	2,9	2,9	2,9
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,17	0,01	0,24
Котельная № 31, ул. Ленина, 266				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,86	0,86	0,86
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,43	0,43	0,43
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,86	0,86	0,86
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,002	0,002	0,006
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,23	0,23	0,74
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,858	0,858	0,854
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,014	0,013	0,058
Потери в тепловых сетях в %	%	1,63	1,51	6,74
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,776	0,594	0,666
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,602	0,594	0,666
ГВС	Гкал/ч	0,174	0,000	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,068	0,251	0,129
Доля резерва	%	7,9	29,2	15,0
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,428	0,428	0,424
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,428	0,428	0,424
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,2	1,2	1,2
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,65	0,50	0,56
ИТОГО				
Итого муниципальные котельные город Тобольск				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	107,729	108,589	108,589

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	107,729	108,589	108,589
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,951	0,952	1,344
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	106,778	107,637	107,245
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	5,701	5,501	5,702
Потери в тепловых сетях в %	%	5,29	5,07	5,25
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	58,111	55,273	54,950
отопление и вентиляция	Гкал/ч	53,000	50,707	50,212
ГВС	Гкал/ч	5,111	4,565	4,738
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	42,966	46,862	46,592
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	66,143	67,002	66,610
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	42,966	46,863	46,592
Зона действия источника тепловой мощности	га	174,000	174,000	174,000
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,334	0,318	0,316
Тобольская ТЭЦ				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1990	2223	2223
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	303,3	303,3	303,3
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность в паре	Гкал/ч	1195	1428	1428
Располагаемая тепловая мощность горячая вода	Гкал/ч	795	795	795
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	106,1	106,1	114,2
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	5,33	4,77	5,14
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	1883,91	2116,91	2108,78
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	18,087	18,788	15,809
Потери в тепловых сетях в %	%	2,28	2,36	1,99
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	363,396	365,680	381,160
отопление и вентиляция	Гкал/ч	304,403	305,6232	317,994

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт
ГВС	Гкал/ч	58,993	60,0572	63,166
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	307,429	304,444	283,815
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	Гкал/ч	307,429	304,444	283,815
Доля резерва	%	38,7	38,3	35,7
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	385,612	385,612	377,484
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	363,396	365,680	377,484
Зона действия источника тепловой мощности	га	951,9	951,9	951,9
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,38	0,38	0,40

1.6.2 Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю

Гидравлические режимы работы магистральных тепловых сетей города Тобольска в отопительном сезоне 2021-2022 гг. представлены в таблицах 49-53.

Таблица 49

Гидравлический режим на тепловыводах Тобольской ТЭЦ

Источник	№ вывода	Расход сетевой воды, т/ч	Давление сетевой воды, кгс/см ²	
			В подающем трубопроводе	В обратном трубопроводе
ТЭЦ	1	4300	13,0±0,5	1,2±0,2

Таблица 50

Гидравлический режим на тепловыводах Городской котельной № 1 города Тобольска

Источник	№ вывода	Расход сетевой воды, т/ч	Давление сетевой воды, кгс/см ²	
			В подающем трубопроводе	В обратном трубопроводе
ГК-1	1	4710	11,0±0,6	6,4±0,2

Таблица 51

Гидравлический режим в контрольных точках магистральных тепловых сетей города Тобольска

Наименование камер (павильона)	Давление сетевой воды, кгс/см ²		Располагаемый напор, м
	В подающем трубопроводе	В обратном трубопроводе	
ТЭЦ	13,0±0,5	1,2±0,2	123
Узел "А"	11±0,6	6,4±0,2	4,6

Таблица 52

Гидравлический режим на перекачивающих насосных станциях города Тобольска

№ насосной	Расход сетевой воды, т/ч				Давление сетевой воды, кгс/см ²			
	В подающем трубопроводе		В подающем трубопроводе		В подающем трубопроводе		В подающем трубопроводе	
	до	после	до	после	до	после	до	после
ГК-1	3810	4710	4446	3546	5,7±0,6	11,0±0,6	2,0±0,2	6,4±0,2
ПНС-3	н/д	н/д	н/д	н/д	6,5	6,5	3,2	3,8
ПНС-2	н/д	н/д	н/д	н/д	5,4	5,4	2,5	2,5
ПНС-1	н/д	н/д	н/д	н/д	5,4	5,1	5,2	3,9

Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю, принимаются по данным карт эксплуатационных гидравлических режимов тепловых сетей.

Таблица 53

Гидравлические режимы от котельных города Тобольска

Наименование предприятия/ Наименование источника	Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (режим), кгс/см ²		Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (факт), кгс/см ²	
	подающий	обратный	подающий	обратный
Котельная № 4	4,0	3,2	4,0	3,2
Котельная № 5	4,0	3	4,0	3

Наименование предприятия/ Наименование источника	Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (режим), кгс/см ²		Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (факт), кгс/см ²	
	подающий	обратный	подающий	обратный
Котельная № 6	4,5	3	4,5	3
Котельная № 8	4,4	2,4	4,4	2,4
Котельная № 10	3,4	2,5	3,4	2,5
Котельная № 12	3,4	2,8	3,4	2,8
Котельная № 13	4,0	3	4,0	3
Котельная № 14	2,0	1,8	2,0	1,8
Котельная № 17	3,0	2	3,0	2
Котельная № 18	3,4	2,2	3,4	2,2
Котельная № 24	3,0	2	3,0	2
Котельная № 25	4,0	2	4,0	2
Котельная № 27	3,0	2	3,0	2
Котельная № 29	2,0	1,8	2,0	1,8
Котельная № 31	3,0	2	3,0	2
Котельная № 3	3,6	2,6	3,6	2,6
Котельная № 20	4,8	3	4,8	3
Котельная № 22	5,4	3,8	5,4	3,8
Котельная № 16	4,0	2,8	4,0	2,8
Котельная № 15	3,0	2	3,0	2
Котельная № 19	3,6	2	3,6	2
Котельная № 2	3,0	2,4	3,0	2,4
Котельная № 28	3,3	2,2	3,3	2,2
Котельная № 9	4,5	2,5	4,5	2,5
Котельная № 11	3,0	2	3,0	2

1.6.3 Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения

По результатам проведенного анализа, в настоящее время дефицит тепловой мощности в городе Тобольске не наблюдается. Недопоставки тепловой энергии в период расчетных температур не зафиксированы.

1.6.4 Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности представлены в таблице 46.

Описание изменений в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, введенных в эксплуатацию за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее актуализированной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2032 год произошли изменения в балансах тепловой мощности в части установленной мощности, подключенной нагрузки, потерь в тепловых сетях.

1.7 Балансы теплоносителя

1.7.1 Балансы 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

Департаментом тарифной и ценовой политики Тюменской области на 2020 – 2022 гг. установлен удельный расход холодной воды на выработку и транспортировку тепла АО «СУЭНКО» для города Тобольска в размере 0,18 м³/Гкал, расход воды – 30,16 тыс. м³ на 2022 г. (табл. 54)⁶.

Таблица 54

Сведения о расходе воды котельными АО «СУЭНКО»

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
			факт	факт	утв. кор.
1	Удельная норма расхода холодной воды	м ³ /Гкал	0,38	0,34	0,18
2	Расход воды	тыс. м ³	57,51	57,29	30,16

Баланс теплоносителей системы теплоснабжения (водный баланс) – итог распределения теплоносителей (сетевой воды), отпущенных источником тепла с учетом потерь при транспортировании и использованных абонентами. Количество теплоносителя, теряемое с утечками из тепловой сети и систем теплопотребления, восполняется подпиткой.

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относятся потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования, техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, в т. ч. потери и затраты теплоносителя в пределах установленных норм.

Производительность водоподготовительных установок для тепловых сетей должна соответствовать требованиям п. 6.16. СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003. Тепловые сети».

Баланс производительности водоподготовительной установки и подпитки тепловой сети (расчетный) систем теплоснабжения города Тобольска представлен в таблице 55.

⁶ Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 16.12.2021 № 42

Таблица 55

Баланс производительности водоподготовительной установки и подпитки тепловой сети (расчетный) системы теплоснабжения

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55						
Производительность ВПУ	т/ч	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Срок службы	лет	12	13	14	15	16
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114
Доля резерва	%	45,7	45,7	45,8	45,8	45,8
Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136						
Производительность ВПУ	т/ч	3,995	3,995	3,995	3,995	3,995
Срок службы	лет	3	4	5	6	7
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,117	2,117	2,091	2,094	2,094
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,524	0,524	0,515	0,516	0,516

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,464	0,464	0,464	0,464	0,464
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,524	0,524	0,515	0,516	0,516
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,524	0,524	0,515	0,516	0,516
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	2,098	2,098	2,071	2,074	2,074
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	3,041	3,041	3,050	3,049	3,049
Доля резерва	%	76,1	76,1	76,3	76,3	76,3
Котельная № 4, ул. Мира,76						
Производительность ВПУ	т/ч	3,277	3,277	3,277	3,277	3,277
Срок службы	лет	8	9	10	11	12
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,175	1,175	1,117	1,132	1,132
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,282	0,282	0,263	0,268	0,268
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,282	0,282	0,263	0,268	0,268
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,282	0,282	0,263	0,268	0,268
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,163	1,163	1,105	1,120	1,120
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,735	2,735	2,754	2,749	2,749
Доля резерва	%	83,5	83,5	84,0	83,9	83,9
Котельная № 5, ул. Ленина,72а						
Производительность ВПУ	т/ч	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057
Срок службы	лет	3	4	5	6	7

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,711	0,711	0,719	0,723	0,723
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,201	0,201	0,204	0,205	0,205
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,201	0,201	0,204	0,205	0,205
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,201	0,201	0,204	0,205	0,205
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,708	0,708	0,715	0,720	0,720
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,776	1,776	1,773	1,772	1,772
Доля резерва	%	86,3	86,3	86,2	86,1	86,1
Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22						
Производительность ВПУ	т/ч	1,596	1,596	1,596	1,596	1,596
Срок службы	лет	8	9	10	11	12
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,078	2,078	2,044	2,054	2,054
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,460	0,460	0,449	0,452	0,452
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,404	0,404	0,404	0,404	0,404
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,460	0,460	0,449	0,452	0,452
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,460	0,460	0,449	0,452	0,452
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	2,052	2,052	2,019	2,028	2,028
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,576	0,576	0,587	0,584	0,584
Доля резерва	%	36,1	36,1	36,8	36,6	36,6
Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11						
Производительность ВПУ	т/ч	1,784	1,784	1,784	1,784	1,784
Срок службы	лет	12	13	14	15	16
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,081	0,081	0,082	0,088	0,088
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,027	0,027	0,027	0,029	0,029
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,027	0,027	0,027	0,029	0,029
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,027	0,027	0,027	0,029	0,029
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,081	0,081	0,082	0,088	0,088
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,757	1,757	1,757	1,755	1,755
Доля резерва	%	98,5	98,5	98,5	98,4	98,4
Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в						
Производительность ВПУ	т/ч	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121
Срок службы	лет	0	1	2	3	4
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	-	-	-	-	-
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,387	1,387	1,387	1,357	1,366

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,454	0,454	0,453	0,444	0,447
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,454	0,454	0,453	0,444	0,447
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,454	0,454	0,453	0,444	0,447
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0002
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,387	1,387	1,387	1,357	1,366
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,667	0,667	0,668	0,677	0,674
Доля резерва	%	59,5	59,5	59,5	60,4	60,1
Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а						
Производительность ВПУ	т/ч	2,716	2,716	2,716	2,716	2,716
Срок службы	лет	13	14	15	16	17
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,779	0,779	0,796	0,795	0,795
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,231	0,231	0,237	0,236	0,236
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,231	0,231	0,237	0,236	0,236
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,231	0,231	0,237	0,236	0,236
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,777	0,777	0,793	0,792	0,792
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,425	2,425	2,419	2,420	2,420
Доля резерва	%	89,3	89,3	89,1	89,1	89,1
Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в						

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
Производительность ВПУ	т/ч	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
Срок службы	лет	0	1	2	3	4
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	-	-	-	-	-
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,906	1,906	1,861	1,790	1,799
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,623	0,623	0,609	0,585	0,588
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,623	0,623	0,609	0,585	0,588
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,623	0,623	0,609	0,585	0,588
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,906	1,906	1,861	1,790	1,801
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,137	1,137	1,151	1,175	1,170
Доля резерва	%	64,6	64,6	65,4	66,7	66,5
Котельная № 12, ул. Ленина, 90а						
Производительность ВПУ	т/ч	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169
Срок службы	лет	12	13	14	15	16
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,058	0,058	0,054	0,060	0,060
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,019	0,019	0,017	0,019	0,019
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,019	0,019	0,017	0,019	0,019
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,019	0,019	0,017	0,019	0,019

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,058	0,058	0,054	0,060	0,060
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,149	0,149	0,151	0,148	0,148
Доля резерва	%	88,2	88,2	89,1	87,8	87,8
Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36						
Производительность ВПУ	т/ч	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Срок службы	лет	8	9	10	11	12
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в						
Производительность ВПУ	т/ч	7,439	7,439	7,439	7,439	7,439
Срок службы	лет	8	9	10	11	12
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,958	2,958	2,998	3,018	3,018
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,573	0,573	0,587	0,593	0,593
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,493	0,493	0,493	0,493	0,493
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,573	0,573	0,587	0,593	0,593
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,573	0,573	0,587	0,593	0,593
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	1,004	1,004	1,004	1,004	1,004
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	2,911	2,911	2,952	2,972	2,972
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	5,862	5,862	5,849	5,842	5,842
Доля резерва	%	78,8	78,8	78,6	78,5	78,5
Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в						
Производительность ВПУ	т/ч	4,388	4,388	4,388	4,388	4,388
Срок службы	лет	16	17	18	19	20
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,135	1,135	1,121	1,098	1,097
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,179	0,179	0,175	0,167	0,167
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,179	0,179	0,175	0,167	0,167
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,179	0,179	0,175	0,167	0,167
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,489	0,489	0,489	0,489	0,489
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,112	1,112	1,099	1,076	1,075

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	3,720	3,720	3,725	3,732	3,732
Доля резерва	%	84,8	84,8	84,9	85,1	85,1
Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16						
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Срок службы	лет	14	15	16	17	18
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	-	-	-	-	-
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,572	0,572	0,567	0,557	0,557
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,144	0,144	0,143	0,139	0,139
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,144	0,144	0,143	0,139	0,139
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,144	0,144	0,143	0,139	0,139
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,567	0,567	0,562	0,552	0,552
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в						
Производительность ВПУ	т/ч	7,732	7,732	7,732	7,732	7,732
Срок службы	лет	8	9	10	11	12
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,224	0,224	0,228	0,232	0,232
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,073	0,073	0,075	0,076	0,076

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,073	0,073	0,075	0,076	0,076
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,073	0,073	0,075	0,076	0,076
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,224	0,224	0,228	0,232	0,232
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	7,659	7,659	7,657	7,656	7,656
Доля резерва	%	99,053	99,053	99,035	99,020	99,020
Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в						
Производительность ВПУ	т/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Срок службы	лет	8	9	10	11	12
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,794	1,794	1,791	1,797	1,797
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,298	0,298	0,297	0,299	0,299
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,298	0,298	0,297	0,299	0,299
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,298	0,298	0,297	0,299	0,299
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,735	0,735	0,735	0,735	0,735
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,760	1,760	1,757	1,763	1,763
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,267	2,267	2,268	2,266	2,266
Доля резерва	%	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7
Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16						
Производительность ВПУ	т/ч	2,716	2,716	2,716	2,716	2,716
Срок службы	лет	16	17	18	0	1

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	-	-	-	-	-
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,964	0,964	0,942	0,904	0,904
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,230	0,230	0,223	0,210	0,210
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,230	0,230	0,223	0,210	0,210
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,230	0,230	0,223	0,210	0,210
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,955	0,954	0,932	0,894	0,894
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,269	2,269	2,276	2,289	2,289
Доля резерва	%	83,5	83,5	83,8	84,3	84,3
Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в						
Производительность ВПУ	т/ч	30,355	30,355	30,355	30,355	30,355
Срок службы	лет	3	4	5	6	7
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	1	1	1	1	1
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	3,224	3,224	3,189	3,173	3,197
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,054	1,054	1,043	1,038	1,045
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,708	0,708	0,708	0,708	0,708
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,054	1,054	1,043	1,038	1,045
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,054	1,054	1,043	1,038	1,045
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	3,224	3,224	3,189	3,173	3,199
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	29,301	29,301	29,312	29,317	29,308
Доля резерва	%	96,5	96,5	96,6	96,6	96,5
Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50						
Производительность ВПУ	т/ч	39,683	39,683	39,683	39,683	39,683
Срок службы	лет	10	11	12	13	14
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	1	1	1	1	1
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	20,640	20,640	20,668	20,609	20,642
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,833	1,833	1,843	1,823	1,834
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,833	1,833	1,843	1,823	1,834
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,833	1,833	1,843	1,823	1,834
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	12,527	12,527	12,527	12,527	12,527
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	20,063	20,063	20,091	20,032	20,066
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	25,322	25,322	25,313	25,332	25,321
Доля резерва	%	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8
Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а						
Производительность ВПУ	т/ч	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
Срок службы	лет	0	1	2	3	4
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,010	0,010	0,010	0,016	0,016
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,005	0,005
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,005	0,005
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,005	0,005
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,010	0,010	0,010	0,016	0,016
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,010	0,010	0,010	0,008	0,008
Доля резерва	%	73,6	73,6	73,7	60,0	60,0
Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а						
Производительность ВПУ	т/ч	5,131	5,131	5,131	5,131	5,131
Срок службы	лет	13	14	15	16	17
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,042	0,042	0,040	0,046	0,046
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,014	0,014	0,013	0,015	0,015
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,014	0,014	0,013	0,015	0,015
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,014	0,014	0,013	0,015	0,015
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,042	0,042	0,040	0,046	0,046

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	5,117	5,117	5,118	5,116	5,116
Доля резерва	%	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7
Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в						
Производительность ВПУ	т/ч	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Срок службы	лет	8	9	10	11	12
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	-	-	-	-	-
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,156	0,156	0,118	0,114	0,114
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,050	0,050	0,038	0,037	0,037
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,050	0,050	0,038	0,037	0,037
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,050	0,050	0,038	0,037	0,037
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,156	0,156	0,118	0,114	0,114
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,418	0,418	0,430	0,431	0,431
Доля резерва	%	88,9	88,9	91,5	91,8	91,8
Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3						
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	0
Срок службы	лет	16	17	18	19	20
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,088	0,088	0,087	0,082	0,082
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,028	0,028	0,027	0,026	0,026

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,028	0,028	0,027	0,026	0,026
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,028	0,028	0,027	0,026	0,026
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,088	0,088	0,087	0,082	0,082
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-
Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в						
Производительность ВПУ	т/ч	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234
Срок службы	лет	8	9	10	11	12
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,212	0,212	0,171	0,232	0,232
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,069	0,069	0,056	0,076	0,076
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,069	0,069	0,056	0,076	0,076
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,069	0,069	0,056	0,076	0,076
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,212	0,212	0,171	0,232	0,232
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,165	0,165	0,178	0,158	0,158
Доля резерва	%	70,3	70,3	76,1	67,6	67,6
Котельная № 31, ул. Ленина, 26б						
Производительность ВПУ	т/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Срок службы	лет	13	14	15	16	17

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,082	0,082	0,066	0,072	0,072
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,027	0,027	0,021	0,024	0,024
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,027	0,027	0,021	0,024	0,024
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,027	0,027	0,021	0,024	0,024
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,082	0,082	0,066	0,072	0,072
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,073	0,073	0,078	0,076	0,076
Доля резерва	%	73,2	73,2	78,5	76,4	76,4
Итого город Тобольск						
Производительность ВПУ	т/ч	120,302	120,302	120,302	120,302	120,302
Нагрузка (отопление и вентиляция, ГВС)	Гкал/ч	58,113	58,111	55,273	54,110	54,950
Объем системы ТС в отопительный период	м ³	3019,79	3019,76	2986,51	2972,91	2982,73
Объем сетей	м ³	2339,87	2339,87	2339,82	2339,82	2339,82
Увеличение объема сети	м ³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Объем системы потребителей	м ³	679,92	679,90	646,70	633,09	642,92
Объем системы ТС в неотопительный период	м ³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Среднегодовой объем сетей	м ³	1911,15	1911,14	1890,09	1881,48	1887,70
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	23	23	23	23	23
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	42,616	42,616	42,366	42,264	42,338

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		факт	факт	факт	факт	факт
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	7,406	7,406	7,324	7,291	7,315
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	5,739	5,739	5,738	5,738	5,738
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	7,406	7,406	7,324	7,291	7,315
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	7,406	7,406	7,324	7,291	7,315
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	16,640	16,640	16,640	16,640	16,644
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	41,850	41,850	41,600	41,498	41,577
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	96,256	96,256	96,338	96,371	96,343
Доля резерва	%	80,0	80,0	80,1	80,1	80,1

1.7.2 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Баланс подпитки тепловой сети и нормативные утечки теплоносителя (расчетный), определенный исходя из необходимого объема теплоносителя для заполнения системы теплоснабжения, представлен в таблице 56.

Таблица 56

Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения (расчетный) системы теплоснабжения

Наименование показателя (источника тепловой энергии)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,032	0,032	0,031	0,031	0,031
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,032	0,032	0,031	0,031	0,031
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,0039	0,0039	0,0038	0,0038	0,0038
Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	2,960	2,960	2,910	2,915	2,915
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	2,960	2,960	2,910	2,915	2,915
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,415	0,415	0,409	0,410	0,410
Котельная № 4, ул. Мира, 76						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	1,595	1,595	1,488	1,515	1,515
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	1,595	1,595	1,488	1,515	1,515
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,212	0,212	0,201	0,204	0,204
Котельная № 5, ул. Ленина, 72а						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	1,137	1,137	1,152	1,159	1,159
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	1,137	1,137	1,152	1,159	1,159
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,158	0,158	0,160	0,160	0,160
Котельная № 6, ул. 2-я Вокзальная, 22						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	2,598	2,598	2,536	2,554	2,554
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	2,598	2,598	2,536	2,554	2,554
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1

Наименование показателя (источника тепловой энергии)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,363	0,363	0,357	0,359	0,359
Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,150	0,150	0,151	0,162	0,162
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,150	0,150	0,151	0,162	0,162
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,019	0,019	0,019	0,0204	0,0204
Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	2,564	2,564	2,563	2,508	2,524
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	2,564	2,564	2,563	2,508	2,524
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,346	0,346	0,346	0,340	0,342
Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	1,307	1,307	1,337	1,336	1,336
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	1,307	1,307	1,337	1,336	1,336
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,184	0,184	0,187	0,187	0,187
Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	3,522	3,522	3,439	3,309	3,325
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	3,522	3,522	3,439	3,309	3,325
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,471	0,471	0,462	0,448	0,449
Котельная № 12, ул. Ленина, 90а						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,105	0,105	0,096	0,108	0,108
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,105	0,105	0,096	0,108	0,108
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,014	0,014	0,013	0,015	0,015
Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование показателя (источника тепловой энергии)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019
Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	3,240	3,240	3,315	3,352	3,352
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	3,240	3,240	3,315	3,352	3,352
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,451	0,451	0,459	0,463	0,463
Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	1,013	1,013	0,988	0,946	0,944
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	1,013	1,013	0,988	0,946	0,944
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,137	0,137	0,134	0,130	0,129
Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,815	0,815	0,805	0,787	0,788
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,815	0,815	0,805	0,787	0,788
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,116	0,116	0,115	0,113	0,113
Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,414	0,414	0,421	0,428	0,428
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,414	0,414	0,421	0,428	0,428
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,052	0,052	0,053	0,054	0,054
Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	1,684	1,684	1,679	1,690	1,690
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	1,684	1,684	1,679	1,690	1,690
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,237	0,237	0,237	0,238	0,238
Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16						

Наименование показателя (источника тепловой энергии)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	1,301	1,301	1,259	1,189	1,189
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	1,301	1,301	1,259	1,189	1,189
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,176	0,176	0,171	0,164	0,164
Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в,						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	5,959	5,959	5,894	5,864	5,908
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	5,959	5,959	5,894	5,864	5,908
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,789	0,789	0,782	0,779	0,784
Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50,						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	10,362	10,362	10,413	10,305	10,366
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	10,362	10,362	10,413	10,305	10,366
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	69,5	69,5	69,5	69,5	69,5
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	1,413	1,413	1,418	1,406	1,413
Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а,						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,019	0,019	0,019	0,029	0,029
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,019	0,019	0,019	0,029	0,029
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,002	0,002	0,002	0,003	0,003
Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а,						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,077	0,077	0,074	0,086	0,086
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,077	0,077	0,074	0,086	0,086
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,009	0,009	0,009	0,010	0,010
Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в,						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,284	0,284	0,213	0,207	0,207
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,284	0,284	0,213	0,207	0,207
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,037	0,037	0,029	0,028	0,028

Наименование показателя (источника тепловой энергии)	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3,						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,157	0,157	0,155	0,146	0,146
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,157	0,157	0,155	0,146	0,146
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,020	0,020	0,020	0,019	0,019
Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в,						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,392	0,392	0,316	0,428	0,428
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,392	0,392	0,316	0,428	0,428
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,054	0,054	0,046	0,058	0,058
Котельная № 31, ул. Ленина, 26б,						
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,151	0,151	0,121	0,133	0,133
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,151	0,151	0,121	0,133	0,133
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,017	0,017	0,014	0,015	0,015

Фактический отпуск теплоносителя ООО «ЗапСибНефтехим» за 2021 г. с учётом воды на горячее водоснабжение составил 1 145 тыс. м³.⁷

Объем воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии ООО «ЗапСибНефтехим» города Тобольска на 2021-2023 гг. представлен в таблице 57⁸.

Таблица 57

Объем воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии ООО «ЗапСибНефтехим» города Тобольска на 2021-2023 гг.

Показатели	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Объем воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии				
химически-очищенная вода	тыс. м ³	1 757,53	1 757,53	1 757,53

⁷ По данным от ООО «ЗапСибНефтехим»

⁸ Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 30.06.2021 № 18

1.8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

1.8.1 Источники комбинированной выработки

1.8.1.1 Виды и количество используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Основное топливо для Тобольской ТЭЦ – природный газ Уренгойского месторождения. Резервное топливо-мазут.

Для ООО «ЗапСибНефтехим» города Тобольска утвержден норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии в размере 159,0 кг у.т/Гкал (табл. 58)⁹.

Таблица 58

Нормативы удельного расхода топлива котельными АО «СУЭНКО» города Тобольска

Наименование организации	Нормативы удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии, кг у.т/Гкал	Удельный расход условного топлива при расчете НВВ на производство тепловой энергии, кг у.т/Гкал
ООО «ЗапСибНефтехим»	159,0	159,0

На ЭТПГ реализован проект по утилизации на котлах этан-пропановой фракции (ЭПФ), подаваемой от центральной газодиффузионной установки и от установки азеотропной осушки ООО «ЗапСибНефтехим».

Расход основного топлива (природного газа) Тобольской ТЭЦ в 2020 г. составил 1 127 781 тыс. м³ (табл. 59).

Таблица 59

Расход топлива Тобольской ТЭЦ

Показатель	Ед. изм.	2019 г. факт	2020 г. факт
Природный газ	тыс. м ³	1 116 624,17	1 127 781,06
Калорийность	ккал/нм ³	8 080,00	8 072,50
на отпуск эл.энергии	тыс. м ³	506 960,00	528 017,00
на отпуск теплоэнергии	тыс. м ³	609 664,17	599 764,06
Мазут	т	210,00	14 448,47
Калорийность, ккал/кг	ккал/кг	9 731,00	9 731,00
на отпуск эл.энергии	т	92,88	7 441,70
на отпуск теплоэнергии	т	117,12	7 006,77
ЭПФ	тыс. м ³	176 426,46	122 995,62
Калорийность	ккал/нм ³	16 103,00	16 553,25
на отпуск эл.энергии	тыс. м ³	79 452,99	58 053,23
на отпуск теплоэнергии	тыс. м ³	96 973,47	64 942,38
МВФ	тыс. м ³	-	34 307,97
Калорийность	ккал/нм ³	-	6 860,53
на отпуск эл.энергии	тыс. м ³	-	16 137,77
на отпуск теплоэнергии	тыс. м ³	-	18 170,20

⁹ Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 30.06.2021 № 18

1.8.1.2 Виды резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

В качестве резервного и аварийного топлива используется мазут. Тобольская ТЭЦ имеет возможность обеспечения поставки резервного и аварийного топлива в соответствии с нормативными требованиями.

Для Тобольской ТЭЦ утверждены нормативы запаса топлива при производстве электрической энергии, а также нормативы запаса топлива на источниках тепловой энергии при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной мощностью производства на 01.02.2021, 01.03.2021, 01.04.2021 – мазут 17,2 тыс. т.

Нормативы создания запасов аварийного топлива представлены в таблице 60.

Таблица 60

Нормативы создания запасов аварийного

Утвержденные запасы топлива	Топливо	Ед. изм.	1 февраля, 1 марта, 1 апреля 2021 г.
ОНЗТ	мазут	т	17200
ННЗТ	мазут	т	3300

1.8.1.3 Особенности характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Газоснабжение Тобольской ТЭЦ осуществляется от магистрального газопровода высокого давления «Уренгой-Сургут-Челябинск» через ГРС.

От газораспределительной станции отходит газопроводы высокого давления, подводящие газ к ГРП.

Перед началом отопительного периода на Тобольской ТЭЦ проверяются и укомплектовываются аварийные запасы материально-технических ресурсов, тем самым обеспечивается возможность поставки топлива в период расчетных температур.

Данные об ограничении поставок топлива в период расчетных температур наружного воздуха отсутствуют.

1.8.1.4 Использование местных видов топлива

На территории города Тобольска основным видом топлива является природный газ.

1.8.1.5 Виды топлива, их доля, значения низшей теплоты сгорания топлива, используемого для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Основным видом топлива является природный газ (100 %).

На территории города Тобольска основным видом топлива является природный газ с низшей теплотой сгорания 8073 ккал/нм³.

1.8.1.6 Преобладающий в муниципальном образовании вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем муниципальном образовании

На территории города Тобольска преобладающим видом топлива является природный газ.

1.8.1.7 Приоритетные направления развития топливного баланса муниципального образования

Приоритетным направлением развития топливного баланса системы теплоснабжения города Тобольска является сохранение в качестве основного вида топлива на источниках тепловой энергии природного газа.

1.8.2 Котельные

1.8.2.1 Виды и количество используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Основным видом топлива на источниках тепловой энергии города Тобольска является природный газ.

Приказом Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области от 17.12.2018 № 118/01-05-ос для котельных, обслуживаемых АО «СУЭНКО», утвержден норматив удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии в размере 164,4 кг у.т/Гкал (табл. 61)¹⁰.

Таблица 61

Нормативы удельного расхода топлива котельными АО «СУЭНКО» города Тобольска

Наименование организации	Нормативы удельного расхода условного топлива при производстве тепловой энергии, кг у.т/Гкал	Удельный расход условного топлива, учтенный при расчете тарифа на тепловую энергию, кг у.т/Гкал
АО «СУЭНКО»	164,4	164,4

Фактические объемы потребления основного топлива котельными АО «СУЭНКО» города Тобольска за 2019-2021 гг. представлены в таблице 62.

Расходы топлива определены в соответствии с приказом Минэнерго России от 10.08.2012 № 377 (ред. от 22.08.2013) «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» (Зарегистрировано в Минюсте России 28.11.2012 № 25956).

Таблица 62

Объемы потребления основного топлива котельными Тобольского филиала АО «СУЭНКО» за 2019-2021 гг.

Наименование источника тепловой энергии	Расход газа, тыс. м ³		
	2019 г. факт	2020 г. факт	2021 г. факт
Котельная № 2	59,89	57,24	60,51
Котельная № 3	898,48	877,52	882,42
Котельная № 4	822,79	810,87	854,40
Котельная № 5	547,01	603,96	572,52
Котельная № 6	990,96	931,70	917,63
Котельная № 8	174,47	150,91	143,37
Котельная № 9	1 858,58	1 973,38	2 025,19
Котельная № 10	744,15	719,07	742,09
Котельная № 11	2 523,76	2 017,73	1 702,44
Котельная № 12	101,42	80,58	100,86
Котельная № 13	29,02	28,85	29,25
Котельная № 14	1 307,76	1 051,44	1 072,69
Котельная № 15	831,41	804,58	780,34
Котельная № 16	104,59	104,32	72,82
Котельная № 17	345,92	323,71	379,15
Котельная № 18	585,86	566,62	543,62

¹⁰ Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 16.12.2021 № 42

Наименование источника тепловой энергии	Расход газа, тыс. м ³		
	2019 г. факт	2020 г. факт	2021 г. факт
Котельная № 19	943,34	780,27	655,85
Котельная № 20	4 796,54	4 490,49	4 858,36
Котельная № 22	5 499,51	5 372,70	5 675,21
Котельная № 24	22,87	21,28	24,25
Котельная № 25	189,55	94,64	98,97
Котельная № 27	131,42	103,27	96,45
Котельная № 28	75,85	74,96	82,52
Котельная № 29	302,19	260,63	279,10
Котельная № 31	144,08	122,50	140,78
Итого по Тобольску	24 031,39	22 423,20	22 790,79

1.8.2.2 Виды резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

На котельных города Тобольска в качестве резервного топлива используется дизельное топливо (табл. 63).

Таблица 63

Использование резервного топлива котельными города Тобольска

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Вид резервного топлива	Агрегаты, переводимые на ННЗТ
1	Котельная №2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55	дизельное топливо	КСВ-0,25
2	Котельная №3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б	дизельное топливо	КВа-1600
3	Котельная №4, ул. Мира, 7б	дизельное топливо	Зиосаб 2500
4	Котельная №5, ул. Ленина, 72а	дизельное топливо	КВа-2500
5	Котельная №6, ул. 2-я Вокзальная, 22	дизельное топливо	Зиосаб 3000
6	Котельная №8, ул. Набережная Кирова, 11	дизельное топливо	КСВ-0,4
7	Котельная №9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в	дизельное топливо	КСВ-3,0
8	Котельная №10, ул. Володарского, уч. 27а	отсутствует	-
9	Котельная №11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в	дизельное топливо	КСВ-3,0
10	Котельная №12, ул. Ленина, 90а	дизельное топливо	КСВ-0,5
11	Котельная №13, ул. 3-я Речная, 36	отсутствует	-
12	Котельная №14, мкрн. "Южный", 7в	дизельное топливо	КВа-3200
13	Котельная №15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в	дизельное топливо	КВСА-3.0
14	Котельная №16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16	отсутствует	-
15	Котельная №17, ул. Р. Люксембург, 14в	дизельное топливо	КВа-1600
16	Котельная №18, ул. 3-я Трудовая, 19в	дизельное топливо	КВа-2500
17	Котельная №19, ул. Судостроителей, 16	дизельное топливо	КСВ-2,0

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Вид резервного топлива	Агрегаты, переводимые на ННЗТ
18	Котельная №20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в	дизельное топливо	КВа-4000
19	Котельная №22, мкрн. Менделеево, уч. 50	дизельное топливо	КСВ-5,0
20	Котельная №24, ул. Пушкина, 33а	дизельное топливо	SKD-93
21	Котельная №25, ул. Пушкина, 22а	дизельное топливо	КСВ-0.5
22	Котельная №27, ул. Лермонтова, 5в	дизельное топливо	КВа-1000
23	Котельная №28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3	отсутствует	-
24	Котельная №29, ул. Базарная площадь, 18в	отсутствует	-
25	Котельная №31, ул. Ленина, 26б	дизельное топливо	КВГ-250

Расчеты нормативного неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) и общего нормативного запаса топлива (ОНЗТ) выполнены в соответствии с «Инструкцией об организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных», утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 10.08.2012 № 377.

В связи с тем, что котельные г. Тобольска используют природный газ, поставляемый по газопроводам, ёмкости для НЭЗТ не предусматриваются и эксплуатационный запас не рассчитывается. Вышеперечисленные котельные относятся к II категории надежности отпуска тепла, согласно п.1.12 СНиП II-35-76 «Котельные установки».

Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) не рассчитывается, т.к. на протяжении последних трех лет снижение подачи газа в период похолоданий отсутствовало. Поэтому ОНЗТ численно равен ННЗТ.

У АО «СУЭНКО» заключен договор с ООО «Лидер Групп» на поставку аварийного топлива в случае возникновения аварийной ситуации.

Нормативы создания запасов аварийного топлива котельных для котельных города Тобольска за 2017-2021 гг. представлены в таблице 64.

Таблица 64

Нормативы создания запасов аварийного топлива котельными города Тобольска

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
1.1	Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	-	0,000	0,000	0,000
		ННЗТ		т н.т.	-	-	0,000	0,000	0,000
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.2	Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	-	0,011	0,007	0,007
		ННЗТ		т н.т.	-	-	0,011	0,007	0,007
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.3	Котельная № 4, ул. Мира, 76	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,010	0,010	0,009	0,006	0,006
		ННЗТ		т н.т.	0,010	0,010	0,009	0,006	0,006
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.4	Котельная № 5, ул. Ленина, 72а	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,007	0,007	0,006	0,007	0,007
		ННЗТ		т н.т.	0,007	0,007	0,006	0,007	0,007
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.5	Котельная № 6, ул. 2-я Вокзальная, 22	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,015	0,015	0,013	0,010	0,010
		ННЗТ		т н.т.	0,015	0,015	0,013	0,010	0,010
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.6	Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	-	-	-	-
		ННЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.7	Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	-	0,013	0,012	0,012
		ННЗТ		т н.т.	-	-	0,013	0,012	0,012
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.8	Котельная № 10, ул. Володарского, уч. 27а	ОНЗТ	отсутствует	т н.т.	-	-	-	-	-
		ННЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.9	Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	-	0,021	0,000	0,000
		ННЗТ		т н.т.	-	-	0,021	0,000	0,000
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.10	Котельная № 12, ул. Ленина, 90а	ОНЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
		ННЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	-	-	-	-
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
		ОНЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.11	Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36	ННЗТ	отсутствует	т н.т.	-	-	-	-	-
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	
		ОНЗТ		т н.т.	-	-	-	-	
1.12	Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,016	0,016	0,015	0,015	0,015
		ННЗТ		т н.т.	0,016	0,016	0,015	0,015	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	
1.13	Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в	ОНЗТ	отсутствует	т н.т.	-	-	-	-	-
		ННЗТ		т н.т.	-	-	-	-	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	
1.14	Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16	ОНЗТ	отсутствует	т н.т.	-	-	-	-	-
		ННЗТ		т н.т.	-	-	-	-	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	
1.15	Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,004	0,004	0,004	0,000	0,000
		ННЗТ		т н.т.	0,004	0,004	0,004	0,000	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	
1.16	Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,008	0,008	0,007	0,002	0,002
		ННЗТ		т н.т.	0,008	0,008	0,007	0,002	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	
1.17	Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	-	-	-	-
		ННЗТ		т н.т.	-	-	-	-	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	
1.18	Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,036	0,036	0,035	0,019	0,019
		ННЗТ		т н.т.	0,036	0,036	0,035	0,019	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	
1.19	Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,046	0,046	0,048	0,027	0,027
		ННЗТ		т н.т.	0,046	0,046	0,048	0,027	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	
1.20		ОНЗТ		т н.т.	-	-	0,000	0,000	0,000

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
	Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	-	0,000	0,000	0,000
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
		ОНЗТ		т н.т.	-	-	0,001	0,002	0,002
1.21	Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а	ННЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	-	0,001	0,002	0,002
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
		ОНЗТ		т н.т.	0,004	0,004	0,003	0,000	0,000
1.22	Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в	ННЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,004	0,004	0,003	0,000	0,000
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
		ОНЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.23	Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3	ННЗТ	отсутствует	т н.т.	-	-	-	-	-
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
		ОНЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.24	Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в	ННЗТ	отсутствует	т н.т.	-	-	-	-	-
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
		ОНЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.25	Котельная № 31, ул. Ленина, 26б	ННЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,002	0,002	0,002	0,004	0,004
		НЭЗТ		т н.т.	0,002	0,002	0,002	0,004	0,004
		ОНЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
Итого по котельным города Тобольска		ННЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,146	0,146	0,141	0,111	0,111
		НЭЗТ		т н.т.	0,146	0,146	0,141	0,111	0,111
		ОНЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-

1.8.2.3 Особенности характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Поставка природного газа на котельные города Тобольска осуществляется по газопроводу Уренгой-Сургут-Челябинск, СРТО-Омск.

Калорийный эквивалент, используемый для перевода натурального топлива в условное топливо, для котельных города Тобольска в 2021 г. – 1,153 (калорийность – 8 092 ккал/м³).

Низшая теплота сгорания природного газа представлена в таблице 65¹¹.

Таблица 65

Низшая теплота сгорания природного газа

Месяц	Низшая теплота сгорания, ккал/м ³		
	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Январь	8069	8075	8068
Февраль	8074	8066	8071
Март	8064	8068	8082
Апрель	8096	8071	8095
Май	8068	8065	8097
Июнь	8084	8068	8112
Июль	8046	8040	8076
Август	8097	8046	8110
Сентябрь	8087	8088	8112
Октябрь	8101	8100	8099
Ноябрь	8078	8103	8081
Декабрь	8068	8080	8105
Среднее за год	8078	8073	8092

Доставка топлива до складов хранения осуществляется автотранспортом. Завоз топлива осуществляется сезонно. В связи с этим отдельному расчету и обоснованию подлежат нормативы создания запасов топлива.

1.8.2.4 Использование местных видов топлива

На территории города Тобольска основным видом топлива является природный газ.

1.8.2.5 Виды топлива, их доля, значения низшей теплоты сгорания топлива, используемого для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Основным видом топлива является природный газ (100 %).

На территории города Тобольска основным видом топлива является природный газ с низшей теплотой сгорания 8092 ккал/м³.

1.8.2.6 Преобладающий в муниципальном образовании вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем муниципальном образовании

На территории города Тобольска преобладающим видом топлива является природный газ.

¹¹ В соответствии с паспортами качества газа горючего природного в разбивке по месяцам за 2019-2020 гг.

1.8.2.7 Приоритетные направления развития топливного баланса муниципального образования

Приоритетным направлением развития топливного баланса системы теплоснабжения города Тобольска является сохранение в качестве основного вида топлива на источниках тепловой энергии природного газа.

Описание изменений в топливных балансах источников тепловой энергии для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее актуализированной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2032 год произошли изменения в топливных балансах источников тепловой энергии в части потребления природного газа.

1.9 Надежность теплоснабжения

Под надежностью теплоснабжения понимается возможность системы теплоснабжения бесперебойно снабжать потребителей в необходимом количестве тепловой энергией требуемого качества при полном соблюдении условий безопасности для людей и окружающей среды.

Надежность работы тепловых сетей обеспечивается двумя путями: первый – повышением качества элементов системы и второй – резервированием элементов.

Вместе с тем, обеспечение надежности теплоснабжения требует существенных затрат. Так, резервирование тепловых сетей увеличивает их стоимость на 35 - 50 %, а обеспечение 100 % отпуска теплоты от источников при выходе из строя наиболее крупного агрегата требует увеличения инвестиций на 25 - 30 %.

Поэтому, учитывая аккумулирующую способность зданий и инерционность процессов в системах теплоснабжения в соответствии с действующими нормами (СНиП 41-052-2003 «Тепловые сети»), допускается снижение отпуска теплоты в аварийных ситуациях до 86 % от расчетной тепловой нагрузки потребителей. При этом продолжительность и глубина снижения отпуска теплоты нормируются.

В тепловых сетях без резервирования отключение любого элемента линейной части сети при его отказе приводит к полному отключению потребителей, расположенных за отказавшим (по ходу теплоносителя) элементом, и к снижению температуры воздуха внутри помещений. Увеличение надежности теплоснабжения в таких тепловых сетях достигается повышением качества элементов и уменьшением времени восстановления отказавших элементов (как правило, теплопроводов).

Основными факторами, определяющими величину времени восстановления теплопроводов, являются: диаметр трубопровода, тип прокладки, характер повреждения, наличие, состав и оснащенность специальной аварийно-восстановительной службы.

Продолжительность пониженного уровня теплоснабжения не должна превышать нормативного времени устранения аварии, что достигается соответствующим составом и технической оснащенностью аварийно-восстановительных служб, внедрением технологий ускоренных ремонтов, тренировками эксплуатационного персонала.

В качестве основных критериев надежности тепловых сетей и системы теплоснабжения приняты:

- вероятность безотказной работы [Р];
- коэффициент готовности системы [Кг];
- живучесть системы [Ж].

Минимально допустимые показатели (критерии) вероятности безотказной работы:

- источника теплоты – $P_{ит}=0,97$;
- тепловых сетей – $P_{тс}=0,9$;
- потребителя теплоты – $P_{пт}=0,99$;
- системы в целом – $P_{сцт}=0,86$.

Допустимая продолжительность перерыва отопления, установленная постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 307, составляет: не более 16 часов одновременно при изменении температуры воздуха в жилых помещениях от нормативной до 12 °С; не более 8 часов при изменении температуры воздуха в жилых помещениях от 12 °С до 10 °С; не более 4 часов при изменении температуры воздуха в жилых помещениях от 10 °С до 8 °С.

Принимая во внимание снижение температуры воздуха в жилых помещениях при полном отключении подачи тепла и расчетной температуре наружного воздуха (-26 °С) для зданий с коэффициентом аккумуляции 40 ч, в соответствии с методической документацией МДС-41-6.2000, температура в помещении снизится с +18°С до +8 °С за 7,5 ч.

Для тупиковых нерезервированных сетей можно воспользоваться вероятностным показателем, который отражает совпадение двух событий: отказ элемента сети и попадание этого отказа в период стояния низких температур наружного воздуха. Вероятность отказа в подаче теплоты в этом случае определяется:

$$P = e^{-\sum \lambda \times t_{отк}}$$

где $\sum \lambda$ - сумма параметров потока отказов всех элементов рассчитываемого тупикового ответвления к потребителю;

$t_{\text{отк}}$ - длительность стояния температур наружного воздуха ниже расчетной.

Способность системы теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения определяют по трем критериям: вероятность безотказной работы, коэффициент готовности и живучесть системы.

Вероятность безотказной работы системы

Вероятность безотказной работы системы – это способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже установленного нормативами.

Вероятность безотказной работы (P) определяется по формуле:

$$P=e^{-w},$$

где w – плотность потока учитываемых отказов, сопровождающихся снижением подачи тепловой энергии потребителям, определяется по формуле:

$$w=a \times m \times K_c \times d0.208, 1/\text{год} \cdot \text{км},$$

где a – эмпирический коэффициент, при уровне безотказности $a=0,00003$;

m – эмпирический коэффициент потока отказов, принимается равным 0,5 – при расчете показателя безотказности и 1,0 – при расчете показателя готовности;

K_c – коэффициент, учитывающий старение конкретного участка теплосети.

Коэффициент готовности системы

Коэффициент готовности системы – это вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру.

Коэффициент готовности системы теплоснабжения определяется по формуле:

$$K_r=(8760-Z_1-Z_2-Z_3-Z_4)/8760,$$

где Z_1 – число часов ожидания неготовности системы централизованного теплоснабжения в период стояния расчетных температур наружного воздуха в данной местности;

Z_2 – число часов ожидания неготовности источника тепловой энергии;

$$Z_2=Z_{\text{об}}+Z_{\text{впу}}+Z_{\text{тсв}}+Z_{\text{пар}}+Z_{\text{топ}}+Z_{\text{хво}}+Z_{\text{эл}},$$

где $Z_{\text{об}}$ – число часов ожидания неготовности основного оборудования;

$Z_{\text{впу}}$ – число часов ожидания неготовности водоподготовительной установки;

$Z_{\text{тсв}}$ – число часов ожидания неготовности тракта трубопроводов сетевой воды;

$Z_{\text{пар}}$ – число часов ожидания неготовности тракта паропроводов;

$Z_{\text{топ}}$ – число часов ожидания неготовности топливообеспечения;

$Z_{\text{хво}}$ – число часов ожидания неготовности водоподготовительной установки и группы подпитки;

$Z_{\text{эл}}$ – число часов ожидания неготовности электроснабжения;

Z_3 – число часов ожидания неготовности тепловых сетей;

Z_4 – число часов ожидания неготовности абонента.

Живучесть системы

Живучесть системы – это способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных условиях, а также после длительных остановов (более 54 часов).

Перечень мер по обеспечению живучести всех элементов систем теплоснабжения включает:

- организацию локальной циркуляции сетевой воды в тепловых сетях;
- прогрев и заполнение тепловых сетей и систем теплоиспользования потребителей во время и после окончания ремонтно-восстановительных работ;
- проверка прочности элементов тепловых сетей на достаточность запаса прочности оборудования и компенсирующих устройств;
- временное использование, при возможности, передвижных источников теплоты.

Расчеты критериев надежности выполнены представлены в Приложении к схеме теплоснабжения. Часть 1.

1.9.1 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Сведения представлены в Приложении к схеме теплоснабжения. Часть 1.

1.9.2 Частота отключений потребителей

Сведения представлены в Приложении к схеме теплоснабжения. Часть 1.

1.9.3 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

Сведения представлены в Приложении к схеме теплоснабжения. Часть 1.

1.9.4 Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

Показатели надежности теплоснабжения сформированы в соответствии с указаниями, установленными приказом Министерства регионального развития РФ от 26.07.2013 № 310 «Об утверждении методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения».

Существующей проблемой надежности теплоснабжения является низкое качество теплоснабжения микрорайона «Панин бугор». Фактическая присоединенная тепловая нагрузка микрорайона составляет 2,29 Гкал/ч, перспектива строительства отсутствует, динамика нагрузок – снижение (ветхое и аварийное жилье), останутся административные здания и часть жилого фонда.

Район подключен к системе теплоснабжения ТЭЦ через трубопровод переменного диаметра 250-500 мм, протяженностью порядка 5 км, сроком эксплуатации 35 лет (1982 год), техническое состояние неудовлетворительное. Такое несоответствие диаметра трубопровода и присоединенной нагрузки обусловлено тем, что ранее в 80-90х годах к нему была присоединена значительная нагрузка промышленных предприятий и административных зданий, которые впоследствии перешли на индивидуальное теплоснабжение (газовое и электрическое).

Низкое качество теплоснабжения микрорайона обусловлено высокими тепловыми потерями из-за низкой скорости циркуляции на 5 километровой участке большого диаметра (падение температуры в подающем трубопроводе составляет до 20°C), а также из-за истощения эксплуатационного ресурса трубопровода.

Полученное в 2016 году заключение экспертизы промышленной безопасности участка тепловой сети до микрорайона Панин Бугор предписывает срок эксплуатации трубопровода до 2020 года.



Рисунок 4. Теплоснабжение мкрн. Панин бугор

В городе Тобольске существует зависимость системы теплоснабжения Нагорной части от единственного источника теплоснабжения (Тобольской ТЭЦ) и магистрального трубопровода длиной 9,445 км от него. Возникновение аварийной ситуации на Тобольской ТЭЦ и/или трубопроводе от нее может привести к катастрофическим последствиям, поскольку Нагорная часть это 80% от всей системы теплоснабжения города Тобольска.

За период с 2014 г. по настоящее время произошло две аварии на магистральном трубопроводе и одна на Тобольской ТЭЦ:

1) Авария на магистральном трубопроводе от Тобольской ТЭЦ до ГК-1 (16.01.2014).

Повреждение на подающем трубопроводе на надземном участке 2,2 км от Тобольской ТЭЦ. Время ликвидации составило более 36 часов. Ориентировочный недоотпуск 4 371 Гкал.

Ситуация осложнилась вследствие того, что у эксплуатирующей организации ОАО «УТСК» (на момент аварии) в городе Тобольске полностью отсутствует техника и ремонтный персонал, что указывает на неспособность данной организации обеспечивать теплоснабжение Нагорной части города.

2) Авария на магистральном трубопроводе от Тобольской ТЭЦ до ГК-1 (13.01.2015).

Повреждение на подающем трубопроводе на надземном участке 2,2 км от ТЭЦ.

Повреждение было обнаружено 13.01.2015, но по причине низких температур наружного воздуха отключение произвели 15.01.2015. Для восстановления нормальных параметров теплоснабжения понадобилось более 30 часов.

3) Авария на Тобольской ТЭЦ (07.04.2015). Прекращение подачи электроэнергии и пара.

Произошло отключение насосного оборудования на ПНС, котельных и водозаборах. Для восстановления нормальных параметров тепло- и водоснабжения понадобилось порядка 20 часов.

Место произошедших аварий указано на рисунке 5.



Рисунок 5. Аварии на магистральном трубопроводе и авария на Тобольской ТЭЦ

1.9.5 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора

Авариями в коммунальных отопительных котельных считаются разрушения (повреждения) зданий, сооружений, паровых и водогрейных котлов, трубопроводов пара и горячей воды, взрывы и воспламенения газа в топках и газоходах котлов, вызвавшие их разрушение, а также разрушения

газопроводов и газового оборудования, взрывы в топках котлов, работающих на твердом и жидком топливе, вызвавшие остановку их на ремонт.

Авариями в тепловых сетях считаются разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха. Восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов.

Исходя из этого определения: аварий, влияющих на теплоснабжение, не происходило, аварийные отключения потребителей отсутствовали.

1.9.6 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения тепловой сети.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети, и соответствует установленным нормативам, представленным в таблице 66. Время выполнения аварийного ремонта приведено без учёта времени обнаружения аварии, вскрытия канала и локализации дефекта.

Таблица 66

Среднее время выполнения аварийного ремонта в зависимости от диаметра трубопровода после локализации аварии

Условный диаметр трубопровода, мм	Среднее время выполнения аварийного ремонта, час
50-70	2
80	3
100	4
150	5
200	6
300	7
400	8

С учётом времени обнаружения аварии, вскрытия канала и локализации дефекта время восстановления теплоснабжения увеличивается примерно в 2,5 раза. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используются данные норм времени на ликвидацию повреждений, разработанные ВНИПИ Энергопромом и АКХ им. К. Д. Памфилова, а также в СП 124.13330.2012 и представленные в таблице 67.

Таблица 67

Среднее время на восстановление теплоснабжения в зависимости от диаметра трубопровода после локализации аварии

Условный диаметр трубопровода, мм	Среднее время на восстановление теплоснабжения, час
50-70	7
80	9,5
100	10
150	11,3
200	12,5
300	15
400	18

Существенных отклонений от нормативного времени восстановления теплоснабжения за 5-летний период не наблюдалось.

Время восстановления теплоснабжения после аварийных отключений подачи тепловой энергии потребителям г. Тобольска не приводило к снижению температуры внутреннего воздуха в отапливаемых зданиях ниже нормативной по СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (для жилых и общественных зданий не ниже 12°C, для промышленных сооружений - +8°C).

Описание изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, не зафиксировано.

1.10 Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций сформированы в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Постановлением Правительства РФ от 30.12.2009 № 1140 «Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющими деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии».

Техничко-экономические показатели АО «СУЭНКО» и ООО «ЗапСибНефтехим» в зоне деятельности города Тобольска за 2018 – 2021 гг. представлены в таблице 68.

Таблица 68

Технико-экономические показатели АО «СУЭНКО» и ООО «ЗапСибНефтехим» в зоне деятельности города Тобольска

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	АО "СУЭНКО"						ООО «ЗапСибНефтехим»			
			2018 г.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2019 г.	2020 г.	2021 г.
			факт	утв. кор.	факт	утв. кор.	факт	утв. кор.	факт	утв.	утв. кор.	утв. кор.
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	184,496	185,499	168,758	169,103	157,496	174,622	160,432	5586,968	5823,727	5780,563
2	в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	5586,968	5823,727	5780,563
3	Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	917,874	849,585	849,123	886,667	769,228	850,568	845,370	0	0	0
4	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	6,031	6,031	6,031
5	Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс. Гкал	1102,370	1035,084	1017,881	1055,770	926,724	1030,981	1005,882	5580,937	5817,696	5774,532
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	221,956	204,675	180,226	202,628	166,218	201,946	157,653	0	0	0
	то же в %	%	20,13	19,77	17,71	19,19	17,9	19,70	15,673	0,00	0,00	0,00
7	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	879,816	830,409	837,655	853,142	760,506	823,018	848,229	5580,937	5817,696	5774,532
8	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	291 037,46	344 490,74	344 490,74	351 949,89	-	361 957,97	-	366 279,00	373 494,50	259 258,78

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	АО "СУЭНКО"						ООО «ЗапСибНефтехим»			
			2018 г.	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2019 г.	2020 г.	2021 г.
			факт	утв. кор.	факт	утв. кор.	факт	утв. кор.	факт	утв.	утв. кор.	утв. кор.
9	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	273 848,37	212 977,84	212 977,83	205 177,93	-	199 135,19	-	225 226,00	209 544,09	194 279,54
10	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	720 083,82	715 441,06	715 441,06	735 625,77	-	746 274,65	-	2 656 802,00	2 825 441,10	2 884 878,38
11	Прибыль	тыс. руб.	786,91	35 108,17	35 108,17	71 146,02	-	115 016,82	-	29 107,00	30 297,29	23 833,99
12	ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	1 285 791,09	1 286 281,26	1 286 737,17	1 429 124,32	-	1 506 491,54	-	3 245 773,00	3 322 437,48	3 362 250,69

1.11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

1.11.1 Динамика утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет

На момент актуализации схемы тарифы на тепловую энергию для потребителей города Тобольска на 2019 – 2021 гг. утверждены для нескольких теплоснабжающих организаций, эксплуатирующих в разные периоды общую зону действия (табл. 69-70).

Таблица 69

Тарифы на тепловую энергию для потребителей АО «СУЭНКО» в 2017 - 2021 гг.

Период вступления тарифа	Тариф руб./Гкал	Рост к предыдущему периоду, %
Тобольский филиал АО «СУЭНКО» (для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения)		
с 01.01.2019 по 30.06.2019	1 492,25	109,11
с 01.07.2019 по 31.12.2019	1 628,19	
с 01.01.2020 по 30.06.2020	1 628,19	106,86
с 01.07.2020 по 31.12.2020	1 739,89	
с 01.01.2021 по 30.06.2021	1 739,89	112,04
с 01.07.2021 по 31.12.2021	1 949,38	
Тобольский филиал АО «СУЭНКО» (население)		
с 01.01.2019 по 30.06.2019	1 790,70	109,11
с 01.07.2019 по 31.12.2019	1 953,83	
с 01.01.2020 по 30.06.2020	1 953,83	106,86
с 01.07.2020 по 31.12.2020	2 087,87	
с 01.01.2021 по 30.06.2021	2 087,87	112,04
с 01.07.2021 по 31.12.2021	2 339,26	

Таблица 70

Тарифы на тепловую энергию для потребителей ООО «ЗапСибНефтехим» в 2017 - 2025 гг.

Период вступления тарифа	Тариф руб./Гкал	Рост к предыдущему периоду, %
ООО «ЗапСибНефтехим» (вода)		
с 01.01.2019 по 30.06.2019	503,13	100,13
с 01.07.2019 по 31.12.2019	503,80	
с 01.01.2020 по 30.06.2020	488,69	103,33
с 01.07.2020 по 31.12.2020	504,95	
с 01.01.2021 по 30.06.2021	504,95	101,32
с 01.07.2021 по 31.12.2021	511,64	
с 01.01.2022 по 30.06.2022	511,64	101,38
с 01.07.2022 по 31.12.2022	518,70	
с 01.01.2023 по 30.06.2023	518,70	102,40
с 01.07.2023 по 31.12.2023	531,15	
с 01.01.2024 по 30.06.2024	531,15	105,08
с 01.07.2024 по 31.12.2024	558,13	
с 01.01.2025 по 30.06.2025	558,13	100,00
с 01.07.2025 по 31.12.2025	558,13	

1.11.2 Структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Структура цен (тарифов) на производство и передачу тепловой энергии для потребителей города Тобольска, установленных на момент актуализации Схемы теплоснабжения, представлена в табл. 71-72.

Структура цен (тарифов) на производство и передачу тепловой энергии АО «СУЭНКО» и ООО «ЗапСибНефтехим» для потребителей города Тобольска за 2018 – 2021 гг. существенно не изменилась. Основной статьей расходов теплоснабжающих организаций являются расходы на тепловую энергию (более 30%).

Структура тарифов на производство и передачу тепловой энергии АО «СУЭНКО», установленных для потребителей города Тобольска

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	АО "СУЭНКО"				Структура себестоимости, %			
			2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
			утв. кор.	утв. кор.	утв. кор.	утв. кор.	утв. кор.	утв. кор.	утв. кор.	утв. кор.
I	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	253 539,43	344 490,74	351 949,89	361 957,97	19,15	26,77	24,63	24,03
II	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	245 159,98	213 433,76	214 177,93	219 051,49	18,52	16,59	14,99	14,54
1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности		1 535,10	1 535,10	1 618,34	1 622,30	0,12	0,12	0,11	0,11
2	Арендная плата		42 586,59	29 939,50	28 209,21	28 739,28	3,22	2,33	1,97	1,91
3	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс. руб.	8 915,59	8 288,86	6 411,00	4 747,71	0,67	0,64	0,45	0,32
3.1.	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду		189,64	61,86	8,8	8,9	0,01	0,00	0,00	0,00
3.2.	расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	92,93	114,49	84,24	42,75	0,01	0,01	0,01	0,00
3.3.	налог на имущество	тыс. руб.	8 604,38	7 998,02	6 281,10	4 679,20	0,65	0,62	0,44	0,31
3.4.	прочие налоги	тыс. руб.	28,64	114,49	36,86	16,87	0,00	0,01	0,00	0,00
3.5.	иные расходы	тыс. руб.		8 112,51	6 317,96	4 696,07	-	0,63	0,44	0,31
4	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	54 368,65	51 455,67	52 569,82	54 422,74	4,11	4,00	3,68	3,61
5	Расходы по сомнительным долгам		16 524,66	17 546,49	17 342,03	20 135,02	1,25	1,36	1,21	1,34
6	Амортизация основных средств и нематериальных активов (учтенная в тарифе)	тыс. руб.	75 206,04	75 591,22	75 979,52	75 586,13	5,68	5,87	5,32	5,02
7	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним (услуги банка)	тыс. руб.	45 573,36	28 621,00	23 048,00	13 882,00	3,44	2,22	1,61	0,92
	налог на прибыль		450,00	455,92	9 000,00	19 916,30	0,03	0,04	0,63	1,32
III	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	703 966,18	715 441,06	735 625,77	746 276,10	53,17	55,60	51,47	49,54
1	Расходы на топливо	тыс. руб.	114 966,06	118 664,23	109 595,18	116 418,00	8,68	9,22	7,67	7,73
2	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	133 899,23	135 304,24	150 337,10	157 341,02	10,11	10,52	10,52	10,44
3	Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	438 929,71	427 690,94	439 357,17	431 742,70	33,15	33,24	30,74	28,66
4	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	1 438,60	1 538,03	1 911,44	2 480,26	0,11	0,12	0,13	0,16
5	Расходы на теплоноситель	тыс. руб.	14 732,59	32 243,62	34 424,88	38 294,12	1,11	2,51	2,41	2,54
IV	Нормативная прибыль	тыс. руб.	31 959,82	35 108,17	71 146,02	115 016,82	2,41	2,73	4,98	7,63
V	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс. руб.	93 465,10	0	38 272,12	64 815,84	7,06	-	2,68	4,30
VI	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс. руб.	-4 000,00	-21 736,55	18 017,29	-458,89	- 0,30	- 1,69	1,26	- 0,03
VII	Корректировка с учетом надежности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учету в НВВ	тыс. руб.	0	0	0	0	-	-	-	-
VIII	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	тыс. руб.	0	0	-64,7	-166,34	-	-	- 0,00	- 0,01
IX	Валовая выручка	тыс. руб.	1 324 090,50	1 286 737,18	1 429 124,33	1 506 492,99	100,00	100,00	100,00	100,00

Структура тарифов на производство и передачу тепловой энергии ООО «ЗапСибНефтехим», установленных для потребителей города Тобольска

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	ООО «ЗапСибНефтехим»				Структура себестоимости, %			
			2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
			факт	утв. кор.	утв. кор.	утв. кор.	факт	утв. кор.	утв. кор.	утв. кор.
I	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	367 474,74	366 279,00	373 494,50	259 258,78	11,3	11,3	11,2	7,7
II	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	166 316,02	225 226,00	209 544,09	194 279,54	5,1	6,9	6,3	5,8
1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности		-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Арендная плата		-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс. руб.	16 605,08	30 203,00	19 074,94	17 938,35	0,5	0,9	0,6	0,5
3.1	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду		-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
3.2	расходы на обязательное страхование	тыс. руб.	-	100,00	165,68	574,35	0,0	0,0	0,0	0,0
3.3	налог на имущество	тыс. руб.	16 566,86	30 057,00	18 909,26	17 352,25	0,5	0,9	0,6	0,5
3.4	прочие налоги	тыс. руб.	-	46,00	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
3.5	иные расходы	тыс. руб.	38,22	-	-	11,75	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	18 703,18	27 855,00	28 507,22	25 071,21	0,6	0,9	0,9	0,7
5	Расходы по сомнительным долгам		-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Амортизация основных средств и нематериальных активов (учтенная в тарифе)	тыс. руб.	131 007,76	167 167,00	161 961,93	151 269,98	4,0	5,2	4,9	4,5
7	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним (услуги банка)	тыс. руб.	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
III	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	2 710 475,00	2 656 802,00	2 825 441,10	2 884 878,38	83,5	81,9	85,0	85,8
1	Расходы на топливо	тыс. руб.	2 709 913,00	2 634 535,00	2 802 533,89	2 861 736,92	83,5	81,2	84,4	85,1
2	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	562,00	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Расходы на холодную воду	тыс. руб.	-	22 267,00	22 907,21	23 141,46	0,0	0,7	0,7	0,7
5	Расходы на теплоноситель	тыс. руб.	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
IV	Нормативная прибыль	тыс. руб.	-	29 107,00	30 297,29	23 833,99	0,0	0,9	0,9	0,7
V	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	тыс. руб.	-	50 574,00	-	-	0,0	1,6	0,0	0,0
VI	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс. руб.	-	- 82 215,00	- 116 339,50	-	0,0	-2,5	-3,5	0,0
VII	Корректировка с учетом надежности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учету в НВВ	тыс. руб.	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
VIII	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	тыс. руб.	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
IX	Валовая выручка	тыс. руб.	3 244 265,76	3 245 773,00	3 322 437,48	3 362 250,69	100,0	100,0	100,0	100,0

1.11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение к системе теплоснабжения устанавливается в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки, и может включать в себя затраты на создание тепловых сетей протяженностью от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, в том числе застройщика. При этом исключаются расходы, предусмотренные на создание этих тепловых сетей инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, либо средства, предусмотренные и полученные за счет иных источников, в том числе средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации.

Для объектов, подключаемая тепловая нагрузка которых не превышает 0,1 Гкал/ч установлена плата за подключение в размере 550 руб.

1.11.4 Плата 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 Российской Федерации от 08.08.2012 № 808.

На момент актуализации Схемы теплоснабжения города Тобольска плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности для отдельных категорий социально значимых потребителей не установлена.

1.11.5 Динамика предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет

На момент актуализации Схема теплоснабжения города Тобольска не относится к существующим ценовым зонам теплоснабжения.

Динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет представлена в таблицах 69-70.

1.11.6 Средневзвешенный уровень сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

На момент актуализации Схема теплоснабжения города Тобольска не относится к существующим ценовым зонам теплоснабжения.

Описание изменений в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти Тюменской области за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее актуализированной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2032 год произошли изменения в утвержденных ценах (тарифах), устанавливаемых органами исполнительной власти Тюменской области.

1.12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования

1.12.1 Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

К существующим проблемам организации качественного теплоснабжения муниципального образования город Тобольск относятся:

- низкая эффективность действующих источников теплоснабжения котельные № 10, 16, 26, 22, 31 – постепенный износ котлов;
- отсутствие технических узлов учета отпущенной тепловой энергии от котельных № 5, 22, 27, 28, 29, 31;
- не полное оснащение системами коммерческого учета тепловой энергии потребителей (приборов учета производимой и потребляемой тепловой энергии и теплоносителя), определение объемов поставленной тепловой энергии осуществляется расчетным способом (по нормативам), в результате чего у потребителей отсутствуют стимулы к внедрению энергосбережения и повышения комфортности проживания в помещениях, а у поставщиков – к повышению качества теплоснабжения. Отсутствие качественного учета также затрудняет планирование на предприятии и может отрицательно влиять на финансовый результат его работы;
- низкий уровень автоматизации котельных, насосных станций и ТП: отсутствие автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов, регуляторов температуры, частотно-регулируемых электроприводов;
- применение в качестве изоляционного материала минеральной ваты, не отвечающей современным требованиям по энергосбережению;
- высокая степень износа оборудования насосной станции Городской котельной № 1, установленного на падающем трубопроводе (срок эксплуатации насосного оборудования Городской котельной № 1 – более 30 лет);
- наличие открытых систем теплоснабжения.

Для решения указанных проблем требуется реконструкция объектов системы теплоснабжения.

1.12.2 Существующие проблемы организации надежного теплоснабжения муниципального образования (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

К существующим проблемам организации надежного и безопасного теплоснабжения муниципального образования г. Тобольск относятся:

- высокий износ котельного и насосного оборудования котельной № 10 (14,1% котлов эксплуатируются более 20 лет, котлы работают на продленном ресурсе). Водогрейные котлы КВГМ – 100 №№ 1, 2 невозможны к дальнейшей эксплуатации в связи с необходимостью замены трубных элементов котлов, выявленной при проведении экспертизы промбезопасности в 2004 г.

При обследованиях, проведенных в 2012 -2013 гг., выявлены дефекты при эксплуатации аккумуляторных баков ГК-1 (бак № 1 – дефекты в стенках резервуара (намокание теплоизолирующего слоя вследствие частичного отсутствия защиты от атмосферных осадков), дефекты в кровле (намокание теплоизолирующего слоя вследствие отсутствия защиты, отсутствие кровельного слоя для защиты от осадков, нарушение целостности ограждения); бак № 2 – дефекты в фундаменте (частичное разрушение отмостки, вымывание грунта из-под отмостки и разрушение песчаного основания непосредственно под днищем резервуара), стенках резервуара (намокание теплоизолирующего слоя вследствие отсутствия защиты от атмосферных осадков) и кровли (отсутствие теплоизолирующего слоя вместе с кровельным слоем для защиты от осадков).

Насосы ГК-1 имеют ряд дефектов:

- коррозионный и кавитационный износ рабочего колеса;
- коррозионный износ корпуса сальников;
- коррозионный износ и механическое повреждение контрагаек втулок сальника;
- коррозионный износ и механическое повреждение резьбы на валу для контргаек;
- механический износ втулок сальника;
- коррозионный износ уплотняющих (бандажных) колец;
- разбалансировка ротора;
- механический износ поверхностей под посадку подшипников;
- механический износ посадочных мест на валу под полумуфту;
- низкое качество поставляемых подшипников;
- коррозионный износ шпилек грундбукс;
- механические и коррозионные повреждения маслоотбойных шайб;
- коррозионный износ холодильников масляной ванны;
- высокий уровень износа тепловых сетей (более 60% сетей проложены ранее 1989 г., т.е. срок службы более 20 лет, и более 20% сетей проложены ранее 1997 г., т.е. срок службы более 15 лет);
- высокий уровень износа ЦТП;
- отсутствие ХВО на котельных № 16, 28, а также, ее высокий износ на котельных № 5 (100%), № 15 (48%);

- отсутствие на котельных резервного источника водоснабжения;

Существующей проблемой надежности теплоснабжения является низкое качество теплоснабжения микрорайона «Панин бугор». Фактическая присоединенная тепловая нагрузка микрорайона составляет 2,29 Гкал/ч, перспектива строительства отсутствует, динамика нагрузок – снижение (ветхое и аварийное жилье), останутся административные здания и часть жилого фонда.

Район подключен к системе теплоснабжения ТЭЦ через трубопровод переменного диаметра 250-500 мм, протяженностью порядка 5 км, сроком эксплуатации 35 лет (1982 год), техническое состояние неудовлетворительное. Такое несоответствие диаметра трубопровода и присоединенной нагрузки обусловлено тем, что ранее в 80-90х годах к нему была присоединена значительная нагрузка промышленных предприятий и административных зданий, которые впоследствии перешли на индивидуальное теплоснабжение (газовое и электрическое).

Низкое качество теплоснабжения микрорайона обусловлено высокими тепловыми потерями из-за низкой скорости циркуляции на 5 километровой участке большого диаметра (падение температуры в подающем трубопроводе составляет до 20°C), а также из-за исчерпания эксплуатационного ресурса трубопровода. Каждый отопительный сезон происходят не менее 5 аварийных отключений для устранения повреждений.

Полученное в 2016 году заключение экспертизы промышленной безопасности участка тепловой сети до микрорайона Панин Бугор предписывает срок эксплуатации трубопровода до 2020 года.

1.12.3 Существующие проблемы развития систем теплоснабжения

К существующим проблемам развития систем теплоснабжения муниципального образования город Тобольск относятся:

- изношенность оборудования Тобольской ТЭЦ (котлы водогрейные эксплуатируются с 1978 – 1984 гг., котлы паровые – с 1983 – 1988 гг., паровые турбины – с 1983 – 1985 гг., подогреватели сырой воды – с 1993 г., подогреватели сетевые – с 1983 – 1985 гг., аккумуляторные баки – с 1981 – 1982 гг.);
- работа оборудования на продленном ресурсе (котлы водогрейные);
- действующее оборудование на Тобольской ТЭЦ является уникальным, снято с производства, комплектующие к нему не производятся. В случае проведения плановых и внеплановых работ отсутствует возможность замены узлов и деталей;

- низкий уровень использования тепловой мощности источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – Тобольской ТЭЦ;
- недостаточная мощность и значительный износ оборудования существующих районных источников теплоснабжения (котельных № 16, 22, 31) для обеспечения покрытия как существующих, так и перспективных нагрузок, определенных в соответствии с планами ввода строительных фондов;
- недостаточная надежность магистральных сетей Нагорной части г. Тобольска, отсутствие резервирования потребителей.

1.12.4 Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

К существующим проблемам надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения муниципального образования г. Тобольск относятся:

- отсутствие технической возможности использования резервного топлива на котельных №№ 10, 13, 28, 29, 15, 16, 19 и, как следствие, отсутствие емкостей для хранения жидкого топлива;
- отсутствие возможности увеличения объемов потребления газа для работы существующих и перспективных источников, в связи с тем, что лимиты по расходу газа исчерпаны.

1.12.1 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Проверки котельных и тепловых сетей осуществлялись надзорным органом - Северо-Уральским управлением Ростехнадзора. При проводимых проверках запрета на эксплуатацию котельных и тепловых сетей не было.

Согласно Предписания № 57/3801/- П/2 от 07.06.2016 по тепловым сетям Тобольского филиала АО «СУЭНКО» выдано 196 замечаний, все из которых выполнены.

По предписанию № 57/11235 - П/2 от 29.12.2016 выдано 52 замечания, все замечания устранены.

Предписанием Ростехнадзора № 57/8064- П/2 от 01.09.2017 выдано 50 замечаний, все замечания устранены.

Так же в ноябре 2017 года проведена внеплановая проверка состояния тепловых сетей мкрн. Менделеево, по результатам проверки было выдано Предписание № 57/12385 - П от 14.11.2017, где указано 19 замечаний, все замечания устранены.

Согласно предписанию Ростехнадзора № 57/7277-П от 24.09.2018 выдано 75 замечаний, в том числе, срок исполнения которых до 20.10.2018 – 21 замечание, срок исполнения до 31.08.2019 – 54 замечания. Все мероприятия по устранению замечаний со сроком исполнения до 20.10.2018 года выполнены.

Описание изменений технических и технологических проблем в системах теплоснабжения г. Тобольска, произошедших за период, предшествующий схеме теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее актуализированной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2032 год произошли изменения технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города Тобольска в части выявления низкой эффективности котельных.

Книга 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения в городе Тобольске за 2021 г. составило 848,229 тыс. Гкал, суммарная нагрузка за 2020 г. – 435,27 Гкал/ч (табл. 73-74).

Таблица 73

**Сведения об объеме потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения
АО «СУЭНКО» города Тобольска**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	АО "СУЭНКО"							
			2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
			факт	утв. кор.	факт	утв. кор.	факт	утв. кор.	факт	
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	184,496	185,499	168,758	169,103	157,496	174,622	160,432	
2	в том числе источников комбинированной выработки с установленной электрической мощностью 25 МВт и более	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	
3	Покупная тепловая энергия	тыс. Гкал	917,874	849,585	849,123	886,667	769,228	850,289	845,37	
4	Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды	тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	
5	Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс. Гкал	1102,370	1035,084	1017,881	1055,77	926,724	1030,981	1005,882	
6	Потери тепловой энергии в сети (нормативные)	тыс. Гкал	221,956	204,675	180,226	202,628	166,218	201,946	157,653	
	то же в %	%	19,75	19,77	17,71	19,19	17,9	19,70	15,67	
7	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети (полезный отпуск)	тыс. Гкал	879,816	830,409	837,655	853,142	760,506	823,018	848,229	

Таблица 74

Сведения о величине нагрузки на цели теплоснабжения города Тобольска

№ п/п	Наименование котельной	Присоединенная нагрузка в т. ч., Гкал/ч			
		Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС
1	Котельная № 2	0,121	0,106	0,000	0,014
2	Котельная № 3	1,813	1,702	0,000	0,111
3	Котельная № 4	2,546	2,396	0,000	0,150

№ п/п	Наименование котельной	Присоединенная нагрузка в т. ч., Гкал/ч			
		Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС
4	Котельная № 5	1,155	1,149	0,000	0,006
5	Котельная № 6	1,682	1,606	0,000	0,076
6	Котельная № 8	0,510	0,345	0,130	0,034
7	Котельная № 9	3,877	3,440	0,052	0,385
8	Котельная № 10	0,970	0,900	0,000	0,071
9	Котельная № 11	5,179	4,562	0,230	0,387
10	Котельная № 12	0,177	0,177	0,000	0,000
11	Котельная № 13	0,074	0,070	0,000	0,004
12	Котельная № 14	3,485	2,645	0,000	0,841
13	Котельная № 15	1,150	1,074	0,000	0,076
14	Котельная № 16	0,074	0,064	0,000	0,010
15	Котельная № 17	1,349	1,305	0,000	0,043
16	Котельная № 18	1,028	0,944	0,000	0,084
17	Котельная № 19	1,331	1,300	0,000	0,031
18	Котельная № 20	11,769	10,405	0,136	1,228
19	Котельная № 22	14,144	12,364	0,593	1,186
20	Котельная № 24	0,152	0,152	0,000	0,000
21	Котельная № 25	0,355	0,355	0,000	0,000
22	Котельная № 27	0,249	0,249	0,000	0,000
23	Котельная № 28	0,385	0,372	0,013	0,000
24	Котельная № 29	0,710	0,710	0,000	0,000
25	Котельная № 31	0,666	0,666	0,000	0,000
	Итого по котельным	54,950	49,058	1,154	4,738
26	Тобольская ТЭЦ	381,160	306,631	11,363	63,166
	ВСЕГО	436,110	355,689	12,517	67,904

2.2 Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе

Перспективы развития определены в Генеральном плане города Тобольска.

В Генеральном плане выделены следующие проектные периоды:

- 1-ая очередь строительства – 2015 г.;
- расчетный срок – 2025 г.

На перспективу до 2032 г. развитие г. Тобольска рассмотрено по сценарию, определенному в Генеральном плане с учетом корректировок, внесенных по результатам оценки текущей ситуации в городском округе и на основании утвержденных проектов планировок.

В качестве элементов территориального деления для целей настоящей Схемы теплоснабжения приняты районы, выделенные в Генеральном плане (8 планировочных районов) (рис. 6):

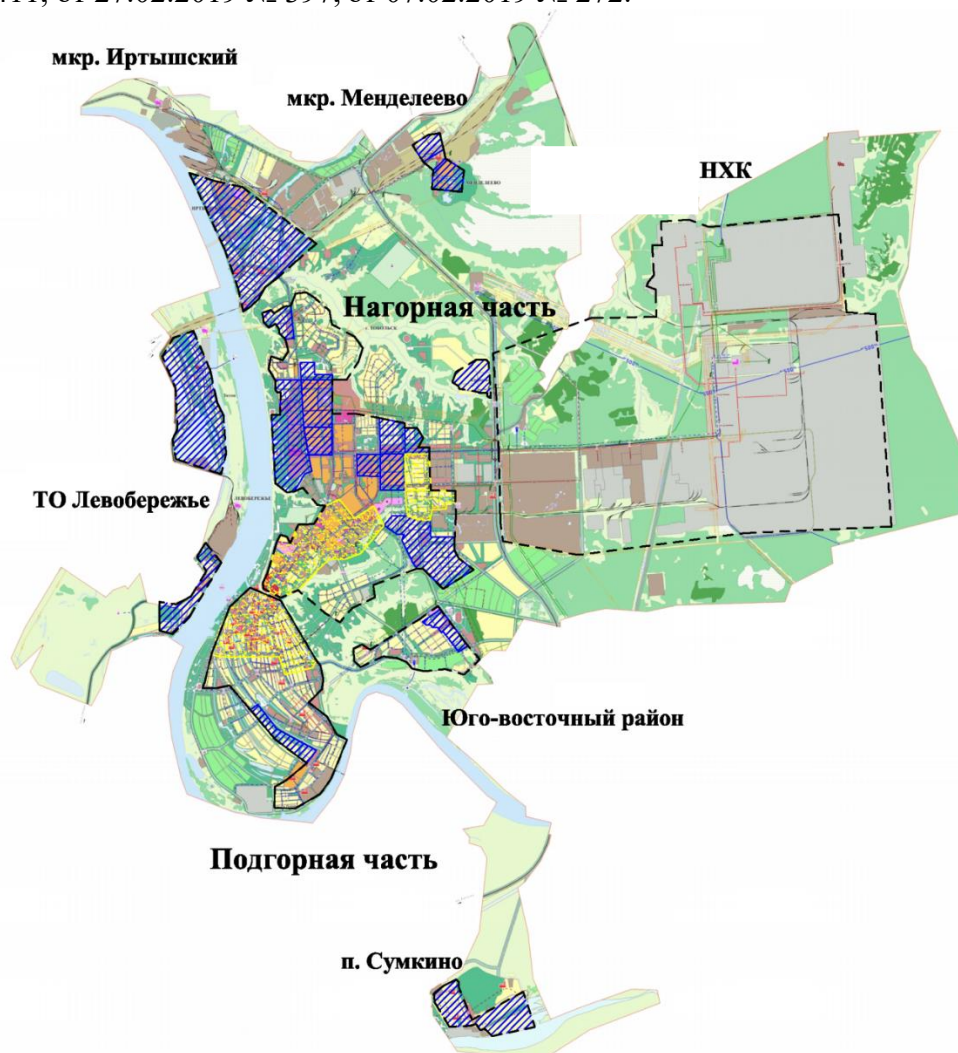
- Нагорная часть (расположенная к северу от оврага р. Курдюмки) (район Нагорный);
- историческая Подгорная часть (район Подгорный);
- 4 планировочно-обособленных района города: мкрн. Иртышский, мкрн. Менделеево, ТО Левобережье, п. Сумкино;
- Юго-восточный планировочный район (занимающий возвышенные территории к югу от оврага р. Курдюмки);

– Восточная промышленная зона (район НКХ) (включающий Восточную промзону и населенные пункты к востоку от федеральной автодороги).

Отдельно выделен район Пионерной базы, расположенный в промышленно-коммунальной зоне между мкрн. Иртышский и мкрн. Менделеево.

Выделение расчетных элементов территориального деления обусловлено их территориальной удаленностью и обособленностью. В составе каждого элемента территориального деления выделены планировочные районы и микрорайоны в соответствии с утвержденными и планируемыми к утверждению проектами планировок (табл. 75).

Проекты планировок микрорайонов Тобольска утверждены распоряжениями администрации города Тобольска от 23.10.2007 № 1110, от 19.02.2008 № 274, от 19.03.2008 № 468, от 10.10.2008 № 1665, от 10.10.2008 № 1666, от 23.09.2009 № 1864, от 23.09.2009 № 1863, от 26.11.2009 № 2378, от 16.04.2010 № 642, от 16.04.2010 № 640, от 16.04.2010 № 641, от 22.12.2011 № 3198, от 29.12.2011 № 3267, от 22.12.2011 № 3199, от 22.12.2011 № 3197, от 12.07.2013 №1614, от 17.01.2014 № 19, от 30.12.2014 № 2592, от 30.12.2014 № 2593, от 24.08.2015 № 1594, от 26.11.2009 №2378, от 08.10.2015 №1859, от 23.11.2015 № 2192, от 18.12.2015 №2454, от 18.12.2015 №2455, от 29.03.2016 №619-621, от 28.07.2017 № 1149-1150, от 22.02.2018 № 278, от 27.07.2018 № 1466, от 16.01.2019 № 46-47, от 01.03.2019 № 411, от 27.02.2019 № 397, от 07.02.2019 № 272.



Условные обозначения:

 - районы перспективной застройки

 - районы перспективной точечной застройки

 - границы застройки расчетного элемента территориального деления

Рисунок 6. Карта районного деления города Тобольска (расчетные элементы территориального деления)

**Состав расчетных элементов территориального деления в соответствии с утвержденными проектами планировок
г. Тобольска, прирост строительных фондов по расчетным элементам территориального деления и по районам перспективной
застройки**

Наименование расчетного элемента территориального деления, района перспективной застройки	Вид застройки	Площадь ввода на период до 2028 г., тыс. м ²	Период ввода объектов	Номер постановления об утверждении проекта планировки	Площадь на расчетный срок по утв. Проекту планировок, тыс. м ²	Место расположения
Нагорная часть	МКД, жилые дома	809,1	2014-2028 гг., за пределами расчетного срока	-	501,74	
1 мкр.	МКД	25,46	2014-2017 гг.	-	-	Существующий, точечная застройка
	Общественные	2,69	2014-2015 гг.		-	
2 мкр.	Общественные	5,89	2014 г.	-	-	Существующий, точечная застройка
3 мкр.	МКД	11,82	2014-2016 гг.	от 23.10.2007 № 1110	162,4	ул. Ремезова с востока, ул. 5-я Северная с севера, ул. Знаменского с запада и ул. Радищева с юга. Микрорайон непосредственно граничит с кладбищем
	Общественные	3,32			-	
3А мкр.	МКД	15,0	2014-2015 гг.	от 16.04.2010 № 642	43,85	Нагорная, восточная часть города Тобольска в зонах: капитальной многоквартирной жилой застройки и коммунально-складских предприятий. Ограничен с северо-запада магистралью областного значения ул. Знаменского, с юга -ул. Радищева, с северо-востока – ул. Строителей, с юго-востока – лог
	Общественные	5,68			-	
3Б мкр.	МКД	44,24	2021-2023 гг.	от 23.09.2009 № 1864	126,5	Северо-восточная часть Нагорной части, восточнее микрорайона № 4, зона многоэтажной жилой застройки, зона городских парков и скверов
4 мкр.	МКД	7,01	2015-2016гг.	-	-	Существующий, точечная застройка

Наименование расчетного элемента территориального деления, района перспективной застройки	Вид застройки	Площадь ввода на период до 2028 г., тыс. м ²	Период ввода объектов	Номер постановления об утверждении проекта планировки	Площадь на расчетный срок по утв. Проекту планировок, тыс. м ²	Место расположения
6 мкр.	Общественные	1,06	2014 г., 2017 г.	-	-	Существующий, точечная застройка
7 мкр.	МКД	43,52	2014-2016 гг.	-	-	Существующий, точечная застройка
	Общественные	2,014				
7А мкр.	МКД	110,5	2014-2028 гг.	от 19.02.2008 № 274	данные не приведены	Нагорный район, северная часть города Тобольска в зонах: капитальной многоквартирной жилой застройки и коммунально-складских предприятий. Ограничен с запада магистралью общегородского значения М-1 (ул. С. Ремезова), с юга - ул. Полонского, с востока – Комсомольским проспектом, с севера – магистралью районного значения III-2
	Общественные	51,88				
8 мкр. (мкр. «Юбилейный»)	Общественные	4,59	2014-2016 гг.	-	-	Существующий, точечная застройка
	МКД	данные не приведены	2016-2030 гг.	от 08.10.2015 № 1859	данные не приведены	в границах улицы Мельникова и проспекта Дзираева (ул. Юбилейная)
9 мкр.	Общественные	19,83	2014-2016 гг.	-	-	Существующий, точечная застройка
Зона ВУЗОВ	Общественные	3,22	2014 г.	-	-	Существующий, точечная застройка
10 мкр.	МКД	170,65	2014-2016 гг.	Распоряжение о разработке от 18.12.2015 № 2455, от 27.07.2018 № 1466	-	Существующий, точечная застройка
	Общественные	13,00		-	-	
11 мкр.	МКД	-	-	-	-	Существующий
12 мкр.	ИЖС	12,7	2021-2028 гг.	от 23.10.2007 № 1110	данные не приведены	Нагорная, северная часть города Тобольска, зона коттеджной жилой застройки. Ограничен с запада магистралью общегородского значения. М-1 (ул. С. Ремезова), с юга –
	Общественные	3,63	2014 г.		данные не приведены	

Наименование расчетного элемента территориального деления, района перспективной застройки	Вид застройки	Площадь ввода на период до 2028 г., тыс. м ²	Период ввода объектов	Номер постановления об утверждении проекта планировки	Площадь на расчетный срок по утв. Проекту планировок, тыс. м ²	Место расположения
						магистралью районного значения Ш-2, с востока и севера – свободные территории
15 мкр.	МКД	212,22	2015-2018 гг., 2019-2023 гг.	от 12.07.2013 № 1614 (участок № 10), от 27.02.2019 № 397	212,22	Нагорный район, микрорайон является переходным звеном между высотной застройкой (в 10 мкр.) и 18 мкр. (частная застройка), Усадьба, Анисимово. Границами проектируемого микрорайона являются магистраль Ш-3 с юга, Ш-1 – проспект Менделеева с севера, магистраль М-3 – с запада и магистраль М-8 - с востока.
	Общественные	18,96			18,96	
16 мкр.	ИЖС	54,5	2015-2020 гг.	от 16.04.2010 № 640, изменения от 30.12.2014 №2592, от 28.07.2017 № 1150, от 07.02.2019 № 272	-	Территория индивидуальной жилой застройки с включением общественно-деловой зоны вдоль проспекта Дзираева
	Общественные	25,50				
18 мкр.	ИЖС	-	за пределами расчетного срока после 2028 г.	от 23.10.2007 № 1110	43,2	Восточная часть г. Тобольска. С севера примыкает к кранной линии магистрали общегородского значения проспект Менделеева (Ш-1), с юга-магистрали районного значения Ш-3, с запада-магистрали районного значения М-8, с востока- магистрали районного значения М-4
19 мкр.	ИЖС	19,5	2021-2028 гг.	от 16.04.2010 № 641, изменения от 30.12.2014 № 2593	данные не приведены	Территория индивидуальной жилой застройки с включением общественно-деловой зоны вдоль проспекта Дзираева
	Общественные	12,5				
«Защитино» (Южная часть)	ИЖС	7,5	2017-2020 гг.	от 23.10.2007 № 1110	данные не приведены	Нагорная, северная часть г. Тобольска, зона коттеджной жилой застройки.

Наименование расчетного элемента территориального деления, района перспективной застройки	Вид застройки	Площадь ввода на период до 2028 г., тыс. м ²	Период ввода объектов	Номер постановления об утверждении проекта планировки	Площадь на расчетный срок по утв. Проекту планировок, тыс. м ²	Место расположения
						Микрорайон ограничен с севера микрорайоном «Защитино», с юга граничит с «Зоной центра», с востока – магистраль общегородского значения М-1, с запада – берег реки Иртыш.
«Защитино» (2 очередь)	ИЖС	18,7	2021-2028 гг.	от 23.10.2007 № 1110	данные не приведены	Нагорная, северная часть г. Тобольска, зона коттеджной жилой застройки. Микрорайон ограничен с севера – свободные территории, выходящие на обрыв верхней платформы, с юга – территория существующего микрорайона Защитино, с востока – магистраль общегородского значения М-1, с запада – берег реки Иртыш
«Зона центра» мкр. «Центральный»	МКД	166,1	2016, 2019-2023 гг.	от 10.10.2008 №1665, от 29.10.2014 № 2202, от 20.01.2015 №56	166,1	Правый берег р. Иртыш – территория микрорайона индивидуальной жилой застройки «Защитино», магистраль М-1, ул. Ремезова, лог у мемориально-исторической зоны «Завальное кладбище»
	Общественные	32,0				
«Туристический центр»	МКД	6,5	2015-2016 гг., за пределами расчетного срока	от 10.10.2008 № 1666, изменения от 17.01.2014 №19, от 24.08.2015 №1594	105,19	Правый берег р. Иртыш – лог за Завальным кладбищем- ул. Ремезова- ул. Радищева-лог и пойма р. Курдюмка – ул. Алябьева- ул. Ершова до р. Иртыш
«Анисимово»	ИЖС	-	-	от 23.09.2009 № 1863	20,60	Отменен. Нагорная, восточная часть г. Тобольска, зона усадебной застройки. Ограничен с севера магистралью общегородского значения Ш-3, с юга – магистралью районного значения, с запада -
	Общественные	-	-		-	

Наименование расчетного элемента территориального деления, района перспективной застройки	Вид застройки	Площадь ввода на период до 2028 г., тыс. м ²	Период ввода объектов	Номер постановления об утверждении проекта планировки	Площадь на расчетный срок по утв. Проекту планировок, тыс. м ²	Место расположения
						магистралью районного значения М-8, с востока - магистралью районного значения М-6
«Усадьба»	ИЖС	85,92	2021-2028 гг.	от 22.12.2011 № 3197	данные не приведены	Нагорная, восточная часть г. Тобольска, зона усадебной застройки
д. Ершовка	ИЖС	42,75	2016-2028 гг.	Не утвержден	-	Нагорная часть г. Тобольска, с севера – свободные территории, с юга – проспект Дзираева
Подгорная часть						Южная часть города Тобольска от подножья Троицкого моста до Бизинской протоки
Подгора – 1 очередь	МКД	25,85	2014-2028 гг.	от 19.03.2008 № 468, изменения от 24.08.2015 №1594	157,37	р. Иртыш- склон Троицкого мыса- ул. Алябьева- ул. Сакко и Ванцетти- ул. Зеленая-ул. Дзержинского-створ ул. Дзержинского до р. Иртыш
пер. Вертолетный	ИЖС	41,10	2016-2028 гг.	от 16.01.2019 № 46, о внесении изменений от 01.03.2019 № 411	-	Юго-западная часть Подгорного района города Тобольска
ул. Пушкина	ИЖС	11,10	2016-2028 гг.	Не утвержден	-	
Подгора – 2 очередь	ИЖС		после 2028 года	Не утвержден	160,2	
мкрн. Иртышский						Северо-западная часть г. Тобольска
мкр. Иртышский	МКД, ИЖС	0,80	2015 г., 2014-2020 гг., за пределами расчетного срока	от 26.11.2009 № 2378, изменения от 18.08.2015 № 1554. Распоряжение о разработке от 18.12.2015 № 2454, от 16.01.2019 № 47, о внесении	376,75	Северо-западная часть г. Тобольска, зона усадебной застройки и капитальной многоквартирной застройки. Микрорайон граничит: с севера - «Северным» промышленным районом; с юга – железнодорожной веткой Тюмень-Сургут; с востока – территорией БСИ-2; с запада – низким берегом реки Иртыш.
	общественные	0,49			-	

Наименование расчетного элемента территориального деления, района перспективной застройки	Вид застройки	Площадь ввода на период до 2028 г., тыс. м ²	Период ввода объектов	Номер постановления об утверждении проекта планировки	Площадь на расчетный срок по утв. Проекту планировок, тыс. м ²	Место расположения
				изменений от 01.03.2019 № 411		
мкрн. Менделеево						Северо-восточная часть г. Тобольска
мкрн. Менделеево	МКД	6,00	2016 г., 2019-2023 гг., за пределами расчетного срока	от 22.12.2011 № 3199, от 28.07.2017 № 1149	45,5	Северо-восточная часть г. Тобольска, зона капитальной многоквартирной жилой застройки и усадебной застройки
п. Временный	ИЖС	29,4	2021-2028 гг.		-	
Район Юго-Восточный						Занимает возвышенные территории к югу от оврага р. Курдюмки
3 км + 560 м от автомобильной дороги на п. Прииртышский	ИЖС	39,90	2016-2028 гг.	Не утвержден	-	3 км + 560 м от автомобильной дороги на п. Прииртышский
п. Сумкино						Южная часть города Тобольска
п. Сумкино – 1 очередь	МКД	7,92	за пределами расчетного срока 2028 г.	№ 3198 от 22.12.2011	21,36	Южная часть города Тобольска на значительном удалении от компактного пятна городской застройки
	Общественные	-			-	
п. Сумкино – 2 очередь	ИЖС	-	за пределами расчетного срока 2028 г.	№ 3267 от 29.12.2011	20,0	Юго-восточная часть посёлка Сумкино, на левобережной пойме реки Иртыша, на притоке-старице озере Саускановском. Площадь– 123,7 га. Проектируемые участки под индивидуальное жилищное строительство – 255, под иные объекты – 5 участков
Район Пионерной базы	Общественные	-	-	Не утвержден	-	-
Восточный промышленный район	Производственные	-	-	от 29.03.2016 №619, № 620, №621, от 22.02.2018 № 278	-	Восточная промышленная зона

Численность населения (влияющая на объем потребления ГВС и тепла на ГВС) на расчетный срок – 120 тыс. чел. (104 % темп роста 2025/2015 гг.), из них максимальная численность жителей районов перспективной застройки – 35,1 тыс. чел.

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

На основании документов территориального планирования по этапам актуализации Схемы теплоснабжения сформированы прогнозы приростов площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с выделением объектов строительства:

- многоквартирные дома;
- жилые дома.

Жилая зона выделяется в составе семи планировочных районов. Новое строительство намечается частично на свободных, частично на реконструируемых территориях. Для нового жилищного строительства предусматривается три типа жилья – многоквартирное секционное, коттеджное (усадебное) и смешанная жилая застройка, сочетающая вышеуказанные типы жилья.

Наибольший прирост жилищного строительства предусмотрен в Нагорной части города.

Размещение новой жилой застройки:

- многоквартирная секционная застройка 5–9-ти этажными зданиями в основном предусматривается в Нагорной части на свободных территориях (завершение микрорайона 7а, микрорайона 7, микрорайона 10, микрорайона 15, микрорайона «Зона центра» и части микрорайона 3);

- многоквартирная секционная застройка предусматривается в районе мкрн. Иртышский (микрорайон к востоку от существующей пятиэтажной застройки);

- коттеджная усадебная застройка предусматривается в Юго-восточном районе; в районе микрорайона «Защитино», микрорайонов 11, а также территорий восточнее и северо-восточнее микрорайона 11 в Нагорной части. В районе мкрн. Иртышский индивидуальная застройка размещается на свободных территориях между автодорогой на Ханты-Мансийск и р. Сузгункой. В районе п. Сумкино индивидуальная застройка размещается в западном направлении;

- смешанная застройка размещается в основном в Подгорной части и в исторической части Нагорной части, в районах реконструкции существующего жилого фонда;

- в варианте восточного направления развития города (при уменьшении санитарно-защитной зоны от НХК) предполагается активное развитие индивидуального жилищного строительства в районах населенных пунктов Ершовка и Соколовка, а также на территории к востоку от основного пятна застройки до федеральной автодороги Тюмень – Сургут.

В документах территориального планирования не выделены сроки ввода отдельных районов по годам. При этом в случае строительства полного объема жилых объектов, для которых на момент актуализации схемы выданы разрешения на строительство или утверждены проекты планировок, перспективный объем ввода жилья составит более 2 млн м² (или ежегодно 135 тыс. м²). Численность проживающих в перспективном жилищном фонде составит более 68 тыс. чел.

С учетом динамики фактического ввода объектов можно сделать вывод, что на расчетный срок ввод жилья во всех районах перспективной застройки и их обеспечение инженерной инфраструктурой в указанном выше объеме не будет выполнен. В связи с этим при разработке прогноза развития города на расчетный срок (2032 г.) учтен ввод только приоритетных районов, в которых получены разрешения на строительство, выделены участки под строительство.

Таким образом, в связи с тем, что утвержденные документы территориального планирования не содержат данных по срокам ввода объектов, распределение по годам проведено с учетом оценки существующей тенденции застройки территории г. Тобольска.

На краткосрочную перспективу прогноз прироста строительных фондов (включая строительство многоквартирных и жилых домов) сформирован на основании сведений Комитета градостроительной политики Администрации г. Тобольска, для которых застройщики обратились за техническими условиями для подключения к системе теплоснабжения.

В связи с отсутствием части информации о площади объектов общественно-деловой застройки прогноз приростов площади строительных фондов по общественным зданиям сформирован по данным нагрузок аналогичных объектов.

Нагрузка на общественно-деловую застройку условно принята как присоединенная нагрузка потребителей за исключением населения. Прирост тепловой нагрузки на общественно-деловую застройку принят в соответствии с прогнозом прироста нагрузок в Генеральном плане, в утвержденных проектах планировок и пояснительных записках к ним.

При расчете объемов нового строительства и приростов строительных фондов учитывалась современная ситуация и необходимость выдержать тенденцию постепенного наращивания ежегодного ввода жилья для достижения благоприятных жилищных условий и поэтапного ввода объектов социально-культурного назначения, предусмотренных планами по развитию территорий.

Размещение производственных зданий других промышленных предприятий планируется в незадействованных площадях производственных зон. В связи с отсутствием информации о производственных зданиях промышленных предприятий сформировать прогноз приростов площади строительных фондов и объемов потребления тепловой мощности по производственным зданиям промышленных предприятий не представляется возможным.

В соответствии с Генеральным планом на территории г. Тобольска планируется размещение объектов местного значения.

Перечень перспективных потребителей на период 2021-2026 гг. представлен в таблице 76.

Таблица 76

Перечень перспективных потребителей на период 2021-2026 гг.

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположение объекта	Qот, Гкал/ч	Qвент, Гкал/ч	Qгвс, Гкал/ч	Qобщ, Гкал/ч	Срок подключения по договору
1	Торговый комплекс с многоуровневым паркингом	ул. Семена Ремезова, 171а	0,098	0,021	0	0,119	2 кв. 2023
2	Многоэтажный жилой дом с нежилыми помещениями ГП-3	ул. Семена Ремезова, уч. 187	0,787	0,02	0,301	1,108	2 кв. 2022
3	Многоэтажный жилой дом с нежилыми помещениями ГП-4	ул. Семена Ремезова, уч. 187	0,787	0,02	0,301	1,108	2 кв. 2022
4	Жилой комплекс, Парковый" в 6 мкрн. г. Тобольска, ГП-1 (2-й этап строительства)	6 мкр., уч. 110	0,4020	0,035	0,321	0,758	3 кв. 2021
5	Жилой комплекс, Парковый" в 6 мкрн. г. Тобольска, ГП-1 (3-й этап строительства)	6 мкр., уч. 110	0,6120	0,000	0,366	0,9780	3 кв. 2022
6	Здание богадельни при Богородицкой церкви	пер. Р. Люксембург, 1	0,013	0	0	0,013	2 кв. 2021
7	Жилой дом	ул. Ленская, 22б	0,2013	0	0	0,2013	1 кв. 2021
8	Многоквартирный жилой дом	15 мкр., уч. 16	1,03	0	0,4	1,43	2 кв. 2023
9	Строительство спортивного комплекса "Центр гимнастики" г. Тобольск	7а мкр., уч. 45	0,2	0,313	0,05	0,563	3 кв. 2023
10	Объект культурного наследия федерального значения "Здание, где в августе 1852 г. по инициативе декабристов было открыто девичье приходское училище"	ул. Мира, 2	0,095	0	0,114	0,209	3 кв. 2021
11	Ресторан быстрого питания "Макдональдс"	мкр. 10	0,3	0,008	0,03	0,338	2 кв. 2023
12	Жилые дома с нежилыми помещениями г. Тобольск, Зона Вузов	Зона Вузов, уч. 7	1,998	0	0,997	2,995	3 кв. 2023
13		пер. Роцинский, 63	0,118	0	0,06	0,178	1 кв. 2022

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположение объекта	Qот, Гкал/ч	Qвент, Гкал/ч	Qгвс, Гкал/ч	Qобщ, Гкал/ч	Срок подключения по договору
	Многофункциональный комплекс в Тобольске, в границах улиц Рошинский переулок и улица Первомайская. 1 этап строительства - Торговый центр. 2 этап строительства - Гостиница		0,097	0,071	0,123	0,291	1 кв. 2024
14	Лабораторный корпус	ул. Имени академика Юрия Осипова, д.16	0,005	0	0	0,005	-
15	Торговый центр	15 мкр., уч. 15	0,2	0	0,07	0,27	-
16	9-ти этажный жилой дом в 15 мкр	15 микрорайон, участок 13	0,299		0,258	0,557	3 кв. 2023
17	Магазин «Пятерочка»	15 микрорайон	0,079	0,086		0,165	4 кв. 2023

2.3 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

Прогнозы перспективного потребления тепловой энергии и удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение формируются с учетом требований к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.

При расчете нагрузки и потребления тепловой энергии в жилищном фонде учитывались установленные нормативы теплоснабжения, утвержденные приказом Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области от 20.08.2012 № 185/01-05-ос «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению Тюменской области» и введены действие с 01.07.2013 (в действующей редакции).

В соответствии с требованиями Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» предусмотрено снижение нормируемого удельного энергопотребления на цели отопления и вентиляции.

При актуализации Схемы теплоснабжения расчетные тепловые нагрузки определены:

а) для существующей застройки населенных пунктов и действующих промышленных предприятий – по площади зданий с уточнением по фактическим тепловым нагрузкам;

в) для намечаемых к застройке жилых районов – по удельным тепловым характеристикам зданий (Приложение В, СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003. Тепловые сети», утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 июня 2012 г. № 280).

Показатели удельной максимальной тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию жилищного фонда города Тобольска представлены в таблице 77.

Нагрузки для тепловых сетей по системам горячего водоснабжения при известной площади зданий определены согласно генеральному плану застройки районов по удельным тепловым характеристикам. Нормы расхода горячей воды потребителями и удельная часовая величина теплоты на ее нагрев представлены в таблице 79 (Приложение Г, СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003. Тепловые сети» (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 июня 2012 г. № 280).

**Удельные показатели максимальной тепловой нагрузки на отопление
и вентиляцию жилых домов**

Этажность жилых зданий	Расчетное значение для установленной температуры для города Тобольска (-39°С)	
	Вт/м ²	Гкал/ч/1000 м ²
Для зданий строительства после 2015 г.		
1-3 этажные многоквартирные отдельно стоящие	83	0,073
2-3 этажные многоквартирные блокированные	66,4	0,057
4-6 этажные	58,2	0,0500
7-10 этажные	51,2	0,0440
11-14 этажные	48,2	0,0414
более 15 этажей	46,2	0,0397

Источник: СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003 Тепловые сети» (Приложение В).

При отсутствии данных по площади застройки, тепловые нагрузки по отдельным зданиям: учреждениям здравоохранения, детским садам, общеобразовательным учреждениям, планируемым к строительству, приняты, по экспертной оценке, (на основании анализа нагрузок аналогичных существующих зданий, т. е. исходя из среднестатистического потребления тепла).

Таблица 78

Нормы расхода горячей воды потребителями и удельная часовая величина теплоты на ее нагрев для города Тобольска

№ п/п	Потребители	Ед. изм.	Норма расхода ГВС, л/сут.	Норма площади	Удельный расход тепловой энергии	Удельный расход тепловой энергии на ГВС		
			л/сут.	м ² /чел.	Вт/м ²	Вт/чел.	Гкал/ч/1000 м ²	Гкал/ч/1000 чел.
1	Жилые дома, независимо от этажности, оборудованные умывальниками, мойками и ваннами, с квартирными регуляторами давления	1 житель	105	25	12,2	305	0,0122	0,305
1.1	То же, с заселенностью 20 м ² /чел.	1 житель	105	20	15,3	306	0,0153	0,306
2	То же, с умывальниками, мойками и душевыми	1 житель	85	18	13,8	248,4	0,0138	0,2484
3	Гостиницы и пансионаты с душами во всех отдельных номерах	1 проживающий	105	20	15,3	306	0,0153	0,306
4	Больницы с санитарными узлами, приближенными к палатам	1 больной	90	15	17,5	262,5	0,0175	0,2625
5	Поликлиники и амбулатории	1 больной в смену	5,2	13	1,5	19,5	0,0015	0,0195
6	Детские ясли и сады с дневным пребыванием детей и столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	11,5	10	3,1	31	0,0031	0,031
7	Административные здания	1 работающий	5	10	1,3	13	0,0013	0,013
8	Общеобразовательные школы с душевыми при гимнастических залах и столовыми на полуфабрикатах	1 учащийся	3	10	0,8	8	0,0008	0,008
9	Физкультурно-оздоровительные комплексы	1 человек	30	5	17,5	87,5	0,0175	0,0875
10	Предприятия общественного питания для приготовления пищи, реализуемой в обеденном зале	1 посетитель	12	10	3,2	32	0,0032	0,032
11	Магазины продовольственные	1 работающий	12	30	1,1	33	0,0011	0,033
12	Магазины протоварные	1 работающий	8	30	0,7	21	0,0007	0,021

2.4 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Прогноз прироста тепловых нагрузок на расчетный срок по городу Тобольску сформирован на основе прогноза перспективной застройки на период до 2032 г. с учетом величины подключаемых тепловых нагрузок отдельных объектов по выданным техническим условиям на период до 2024 г. и с учетом реализации мероприятий по энергосбережению на действующих объектах.

Данные по тепловым нагрузкам по зданиям общественно-делового назначения приняты по Генеральному плану по проектам планировки, при отсутствии – по экспертной оценке (на основании анализа нагрузок аналогичных существующих зданий, т.е. исходя из среднестатистического потребления тепла).

Расчет прогноза перспективного потребления тепловой энергии (мощности) города Тобольска учитывает общее изменение объемов потребления тепловой энергии на основе видения будущего развития поселения и принятого вектора развития системы теплоснабжения в целом.

Объемы и приросты потерь и затрат теплоносителя определены в составе книги 6 настоящей Схемы теплоснабжения.

Прогноз прироста тепловых нагрузок по городу Тобольску сформирован на основе прогноза перспективной застройки на период до 2032 г. и данных о выданных технических условиях на подключение к сетям теплоснабжения представлен в табл. 76.

В соответствии с изменением объемов перспективных приростов подлежит актуализации прогнозная величина полезного отпуска.

2.5 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе

Теплоснабжение потребителей индивидуальной и малоэтажной жилой застройки, а также объектов общественно-делового назначения, не подключенных к котельным – децентрализованное от индивидуальных источников теплоснабжения.

2.6 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

В г. Тобольске сложилось несколько производственных зон (Восточная промышленная зона, промышленная зона речпорта и Пионерной базы (Северный промузел), промышленные зоны ТО Левобережье и п. Сумкино).

Основные промышленные и коммунальные предприятия городского округа сосредоточены в Восточном промышленном районе города, который расположен в пяти километрах к востоку от Нагорной части. Здесь расположены производственные, обслуживающие, складские и административные площадки Тобольского нефтехимического комбината. В этой же зоне находятся площадка Тобольской ТЭЦ, а к западу от территории Тобольского нефтехимического комплекса – площадки многочисленных предприятий стройиндустрии.

Вторая по величине промышленно-коммунальная зона сложилась в северной части города, в районе речпорта и Пионерной базы.

Часть производств и площадок расположены дисперсно в Нагорной и Подгорной частях города. Собственные промышленно-коммунальные зоны имеются в ТО Левобережье и п. Сумкино (РЭБ флота).

Основными предприятиями в производственных зонах г. Тобольска являются: ООО «СИБУР Тобольск», ООО «Тобольск-Полимер», управление магистральных нефтепроводов ОАО «Сибнефтепровод», судоремонтный завод ООО «Судоремонт Сумкино», ЗАО «Тобольскстроймеханизация», ЗАО «Спецмонтаж», ЗАО «Стройкомплект», цементный завод ООО «ЗЖБИ-4», кирпичный завод ОАО «Артель-С», ООО «Цементстрой», Тюменский Завод Грузоподъемного Оборудования, ОАО «Тобольский рыбзавод», ООО «Тобольский хлебокомбинат» и другие.

На территории промышленных зон часть предприятий не действует или работает с неполной нагрузкой.

В соответствии с Генеральным планом предусматривается:

– дальнейшее развитие Восточной промзоны с выносом из нее ряда предприятий из центральных районов города. При размещении новых предприятий предусмотрено использование площадок недействующих предприятий;

– сокращение санитарно-защитной зоны от НХК (до федеральной дороги Тюмень-Ханты-Мансийск) за счет модернизации и экологизации производства за пределами расчетного срока генерального плана с целью освоения селитебными территориями;

– упорядочение и уплотнение Северного промузла с расширением речпорта и размещением новых производственных площадок, преимущественно перегрузочной и коммунально-складской функции.

Развитие промышленности г. Тобольска на перспективу до 2028 г. связано, в первую очередь, с нефтехимической отраслью.

Приоритетные направления развития промышленности г. Тобольска определены в Программе комплексного социально-экономического развития города Тобольска до 2020 года, утв. решением Тобольской городской Думы от 20.07.2010 г. № 115.

Концепция развития нефтехимической отрасли г. Тобольска предусматривает:

– увеличение загрузки базовых производств АО «СИБУР Холдинг», ООО «Тобольск-Нефтехим»;

– увеличение глубины переработки сырья с внедрением высокоэффективных технологий.

В 2014 г. ведены мощности ООО «Тобольск-Полимер».

В настоящее время реализуется проект строительства Западно-Сибирского комплекса глубокой переработки углеводородного сырья. В рамках развития производства предусматривается ввод интегрированного комплекса по производству полимеров ООО «ЗапСибНефтехим» («ЗапСиб-2»), обеспечивающего выпуск 2 млн. т полимеров в год.

На основании данных по реализуемым инвестиционным проектам предусмотрено увеличение площади промышленных зданий и промышленных площадок, выделенных под строительство производственных объектов в Восточной промышленной зоне.

ООО «Тобольск-Полимер»

Существующая теплосистема находится в рабочем состоянии. Имеется возможность для подключения нового комплекса к источнику теплоснабжения (Тобольской ТЭЦ) и к действующим производствам ООО «Тобольск-Нефтехим».

В 2014 г. ООО «Тобольск-Полимер» подключен к инфраструктуре действующего предприятия ООО «Тобольск-Нефтехим» (объекты водоснабжения, канализации, очистные сооружения, подача тепла, сжатого воздуха, азота, транспортная система, промежуточные склады сырья), обладающего необходимыми резервами для нормального функционирования нового производства.

На расчетный срок тепловая нагрузка составит:

– технологическая нагрузка (пар) – 0,31 тыс. т/ч;

– нагрузка на отопление, вентиляцию и ГВС (горячая вода) – 13,26 Гкал/ч.

Планируемый объем потребления тепловой энергии в год:

- в паре – 3 435 тыс. т;
- в горячей воде – 12,264 тыс. Гкал.

Обеспечение предприятия ООО «Тобольск-Полимер» паром предусмотрено от собственной котельной с общей установленной мощностью 304,65 Гкал/ч.

В качестве альтернативного варианта предусмотрено обеспечение производств ООО «Тобольск-Полимер» паром и горячей водой от Тобольской ТЭЦ через теплосистему ООО «Тобольск-Нефтехим».

По факту в 2014 г. ООО «Тобольск-Полимер» частично вырабатывал тепловую энергию на собственных производственных объектах, часть тепловой энергии, производимой на Тобольской ТЭЦ, приобретал у ООО «Тобольск-Нефтехим». Обеспечение теплофикационной водой комплекса принято от собственных пароводяных бойлеров.

Интегрированный комплекс по производству полимеров ООО «ЗапСибНефтехим» («ЗапСиб-2»)

Сроки и этапы реализации проекта:

- 2012-2015 гг. – подготовительный этап (подготовка проектной документации, получение разрешений и согласований с государственными органами);
- 2016-2018 гг. – строительство;
- 2019 г. – запуск и отладка производства, выход на проектную мощность на конец года, далее – эксплуатация комплекса на проектной мощности.

Ресурсы, необходимые для технологических потребностей интегрированного комплекса по производству полимеров ООО «ЗапСибНефтехим» будут поступать от новых установок, входящих в состав объектов общезаводского хозяйства проектируемого комплекса.

Выработка тепловой энергии в виде пара, теплофикационной и горячей (ГВС) воды на собственные нужды предусмотрена от входящих в комплекс технологических установок (печи пиролиза - 9 ед., 124 МВт), бойлеров высокого (3 ед.) и среднего давления (1 ед.), установки генерации пара (6 ед.) и водогрейных котлов (5 ед., 86 Гкал/час).

Проектные тепловые нагрузки (мощности) составят:

- отопление и вентиляция (90/60 °С) – 22,36 Гкал/ч;
- отопление (130/70 °С) – 42,85 Гкал/ч;
- горячее водоснабжение (60/75 °С, максимальное) – 0,196 Гкал/ч.
- пар сверх высокого давления (11,0 МПа, 510 °С) – 651 т/ч;
- пар высокого давления (4,4 МПа, 405 °С) – 213 т/ч;
- пар низкого давления (1,25 МПа, 220 °С) – 250 т/ч.

Проект развития станции Денисовка - строительство железнодорожного узла ООО «Тобольск-Нефтехим».

Станция Денисовка находится в Восточном промышленном районе города на расстоянии 9 км от Нагорного района г. Тобольска. Через ст. Денисовка, расположенную на территории ООО «Тобольск-Нефтехим», проходят основные грузопотоки сырья и готовой продукции ООО «Тобольск-Нефтехим».

В связи с увеличением объема перевозок на 4,6 млн. т в год заданием предусматривается развитие станции, путем устройства дополнительных железнодорожных путей (приемоотправочного и сортировочного парков), вытяжных путей и строительства производственной базы (депо, АБК, пункт экипировки тепловозов, гараж, склад ГСМ, склад хранения ТМЦ).

Для обеспечения тепловых нагрузок зданий, проектируемых на ст. Денисовка предусмотрено подключение к действующим тепловым сетям ООО «Тобольск-Нефтехим» с параметрами работы:

- разрешенная тепловая мощность – не более 4,28 Гкал/ч;
- температурный график – 130/70 °С;
- рабочее давление - 4,7/3,7 кгс/см².

Подключение предусматривается по закрытой схеме с врезкой в коллекторы прямой и обратной сетевой воды Ду 300 мм с прокладкой наружных сетей (0,62 км до ЦТП, 1,5 км от ЦТП).

Теплоснабжение в отопительный период систем отопления и вентиляции и емкостных бойлеров (комбинированного типа) для приготовления воды горячего водоснабжения проектируемых зданий, подключаемых к внешним сетям теплоснабжения, осуществляется за счет подключения этих систем к действующим тепловым сетям ООО «Тобольск-Нефтехим» по зависимой схеме.

Теплоснабжение в теплый период года емкостных бойлеров (комбинированного типа) для приготовления воды горячего водоснабжения проектируемых зданий осуществляется за счет их подключения к сети электроснабжения. Применение пара в качестве теплоносителя для приготовления воды горячего водоснабжения не представляется возможным в связи с невозможностью реализации требования ООО «Тобольск-Нефтехим» по утилизации, образующегося при применении пара конденсата в количестве порядка 0,5- 0,7 т/ч.

Изменение нагрузки тепловой энергии по производственным предприятиям в зоне действия существующих производственных котельных (40 ед.) не планируется.

Отопление отдельных торговых и производственных зданий, удаленных от теплоисточников, предусматривается от собственных котельных, либо электрических потолочных теплоизлучателей, управляемых термостатами. Удельный расход электроэнергии для этого вида обогревателей 100-150 Вт/м².

Книга 3 Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования

1.1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа и с полным топологическим описанием связности объектов

Zulu Thermo 8.0. позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, а также выполнять теплогидравлические расчеты.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

Графическое отображение электронной модели представлено в приложении к Схеме теплоснабжения и на рисунке 7.

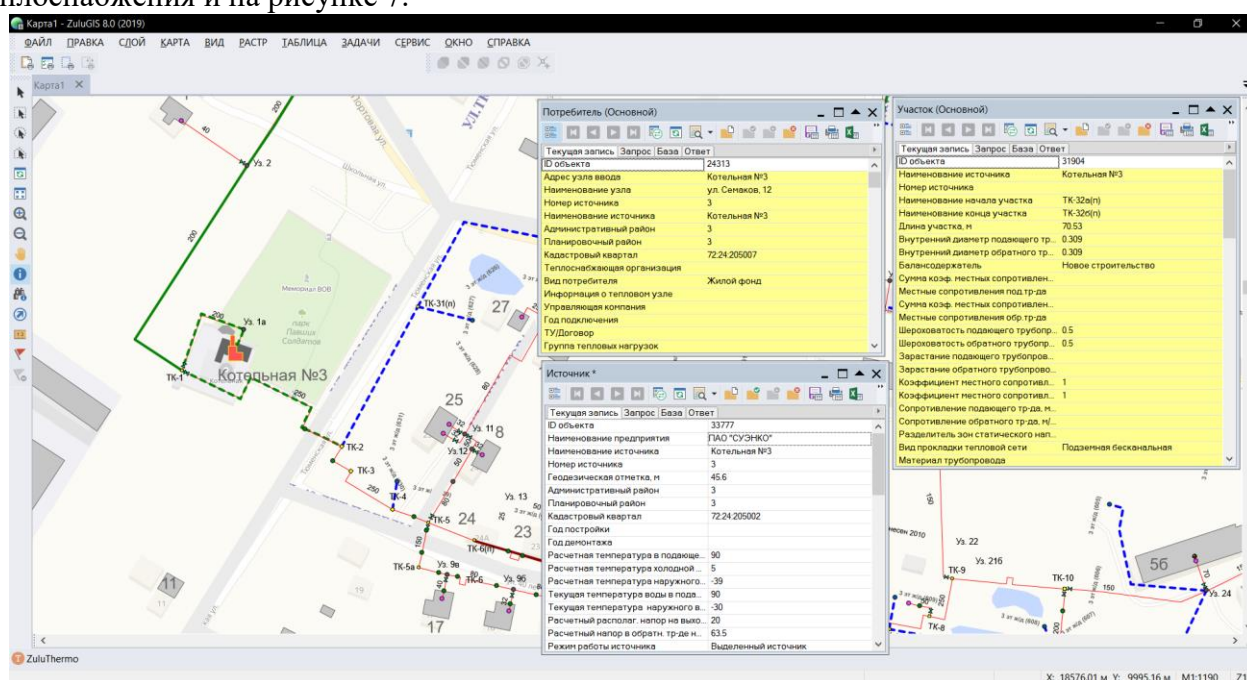


Рисунок 7. Графическое представление электронной модели

1.2 Паспортизация объектов системы теплоснабжения г. Тобольска

В программном комплексе к объектам системы теплоснабжения относятся элементы: источник, участок тепловой сети, узел, потребитель. Информация по вышеперечисленным объектам системы теплоснабжения представлена в Главе 1. Каждый элемент имеет паспорт объекта, состоящий из описательных характеристик. Среди этих характеристик имеются необходимые для проведения гидравлического расчета и решения иных расчетно-аналитических задач, также и справочные характеристики. Процедуры технологического ввода позволяют корректно заполнить базу данных характеристик потребителей, узлов и участков тепловой сети.

1.3 Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное

В паспортизацию объектов тепловой сети так же включена привязка к административным районам муниципального образования, что позволяет получать справочную информацию по объектам базы данных в разрезе территориального деления расчетных единиц.

В составе каждого элемента территориального деления выделены планировочные районы. Схема расположения существующих элементов территориального деления г. Тобольска показана на рис. 8, перспективных элементов территориального деления г. Тобольска – на рис. 9.

Перспектива развития системы теплоснабжения г. Тобольска нанесена в соответствии с утвержденными проектами планировок.

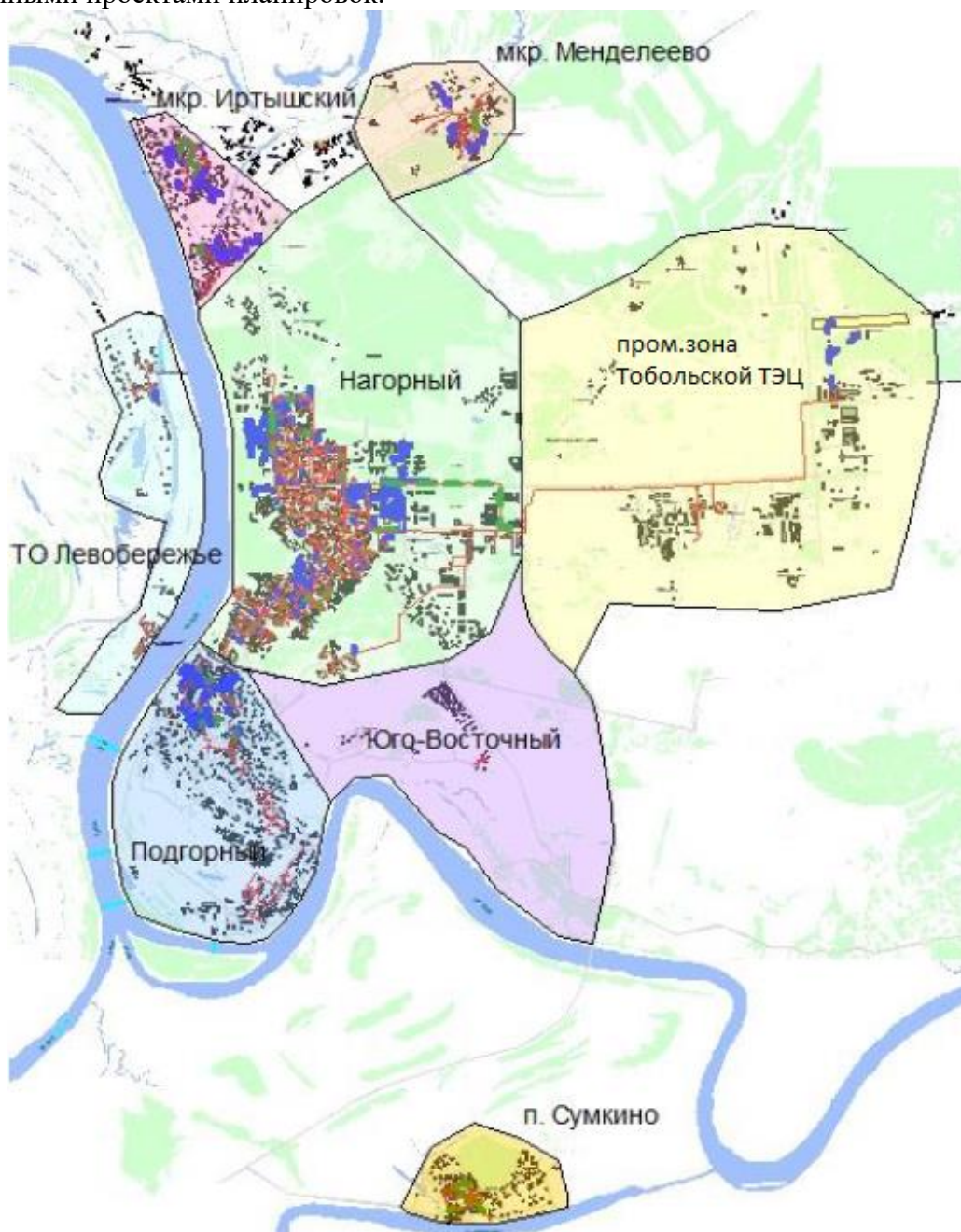


Рисунок 8. Схема расположения существующих элементов территориального деления города Тобольска

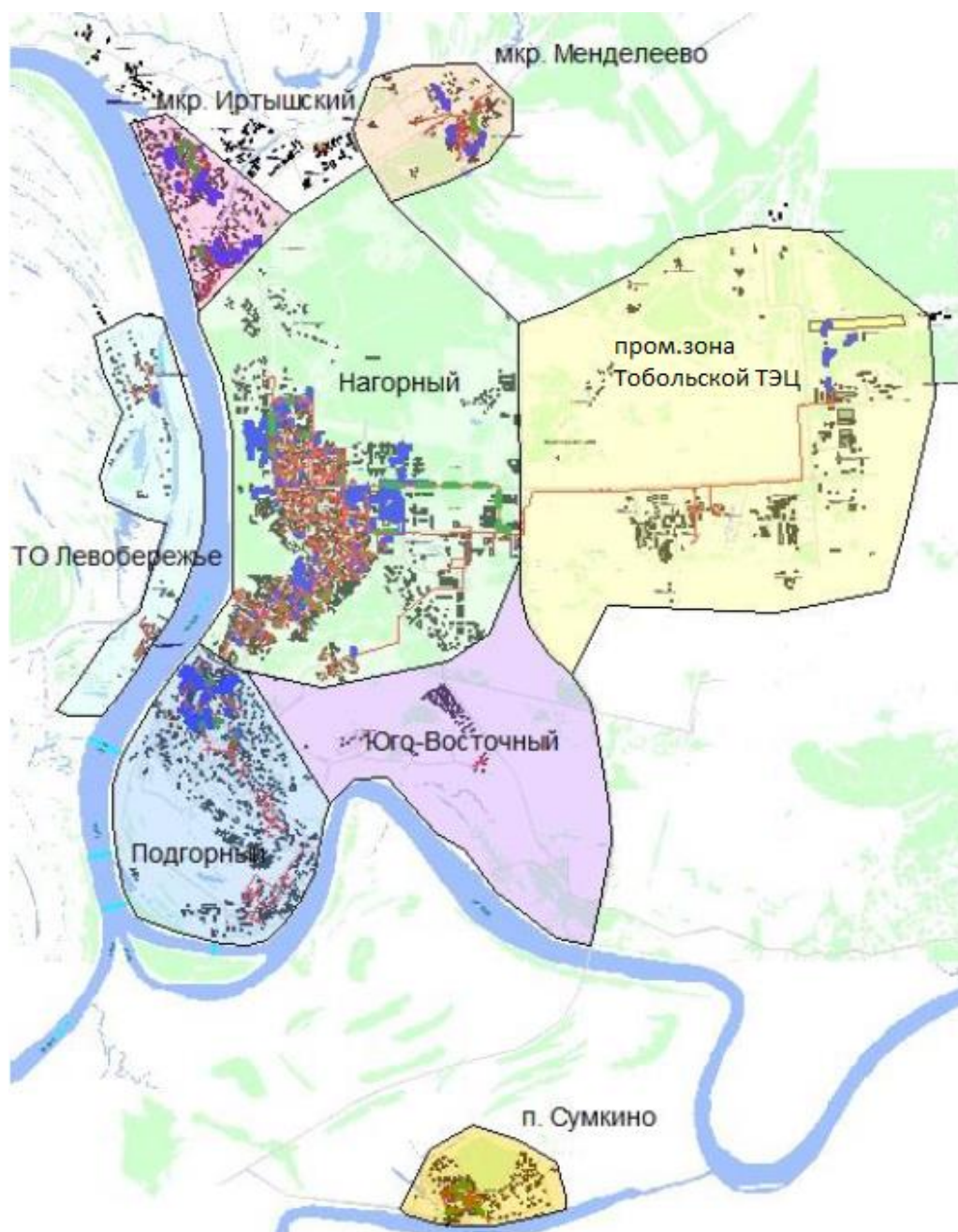


Рисунок 9. Схема расположения перспективных элементов территориального деления г. Тобольска

1.4 Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Модель тепловых сетей г. Тобольска в своем расчете имитирует фактический гидравлический режим тепловых сетей с учетом имеющихся закольцовок. Гидравлические расчеты тепловых сетей от котельных муниципального образования представлены в приложении к Схеме теплоснабжения.

1.5 Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Моделирование переключений позволяет отслеживать программой состояние запорно-регулирующей арматуры и насосных агрегатов в базе данных описания тепловой сети. Любое

переключение на схеме тепловой сети влечет за собой автоматическое выполнение гидравлического расчета и, таким образом, в любой момент времени пользователь видит тот гидравлический режим, который соответствует текущему состоянию всей совокупности запорно-регулирующей арматуры и насосных агрегатов на схеме тепловой сети.

1.6 Моделирование аварийных ситуаций на объектах теплоснабжения

При моделировании аварийных ситуаций систем теплоснабжения города Тобольска используется расчетный модуль «Коммутационные задачи», который предназначен для анализа изменений вследствие отключения задвижек или участков сети.

Рассмотрим пример моделирования аварийной ситуации на участке тепловой сети Уз. 14 – Уз. 14а от Котельной № 4 (рис. 10).

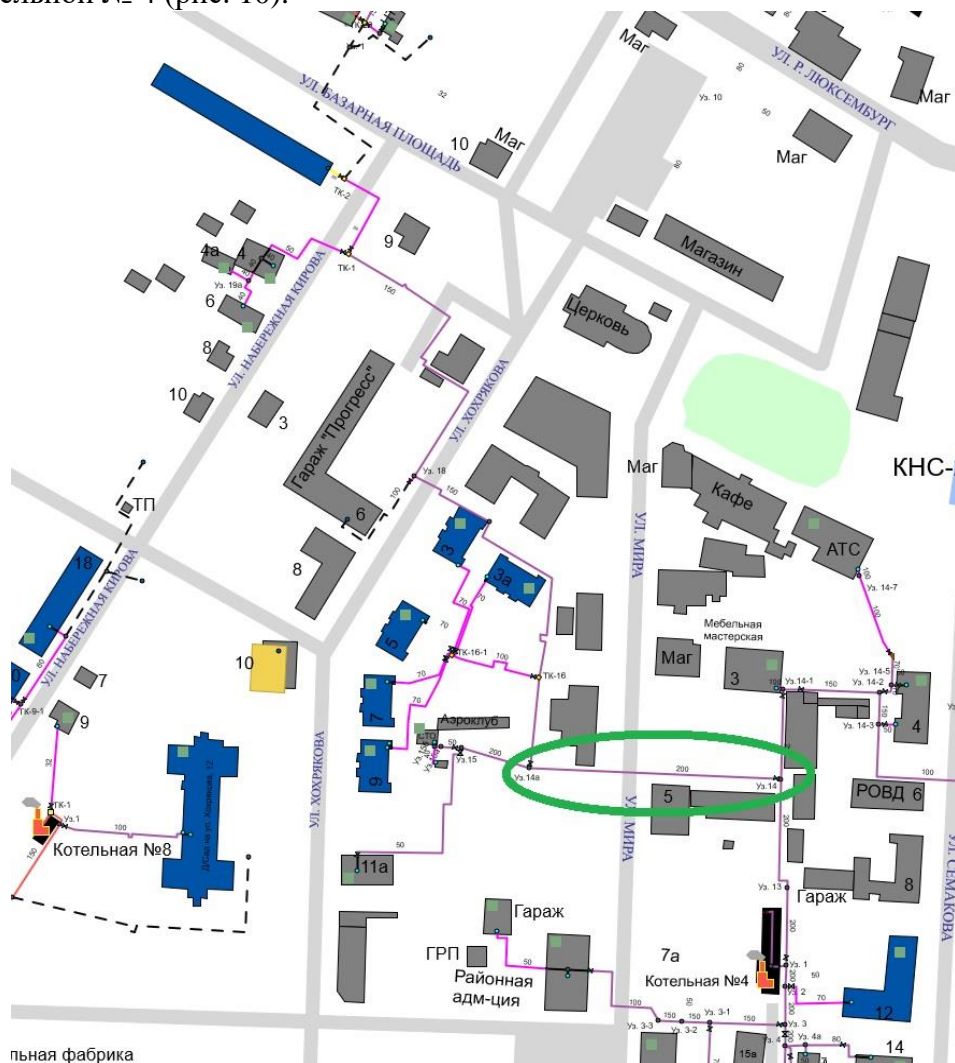


Рисунок 10. Пример моделирования аварийной ситуации на участке тепловой сети Уз. 14 – Уз. 14а от Котельной № 4

В результате выполнения коммутационной задачи определяются объекты, попавшие под отключение (рис. 11). Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей: тепловая сеть, попавшая под отключение изображена красным цветом, дома – синим цветом.

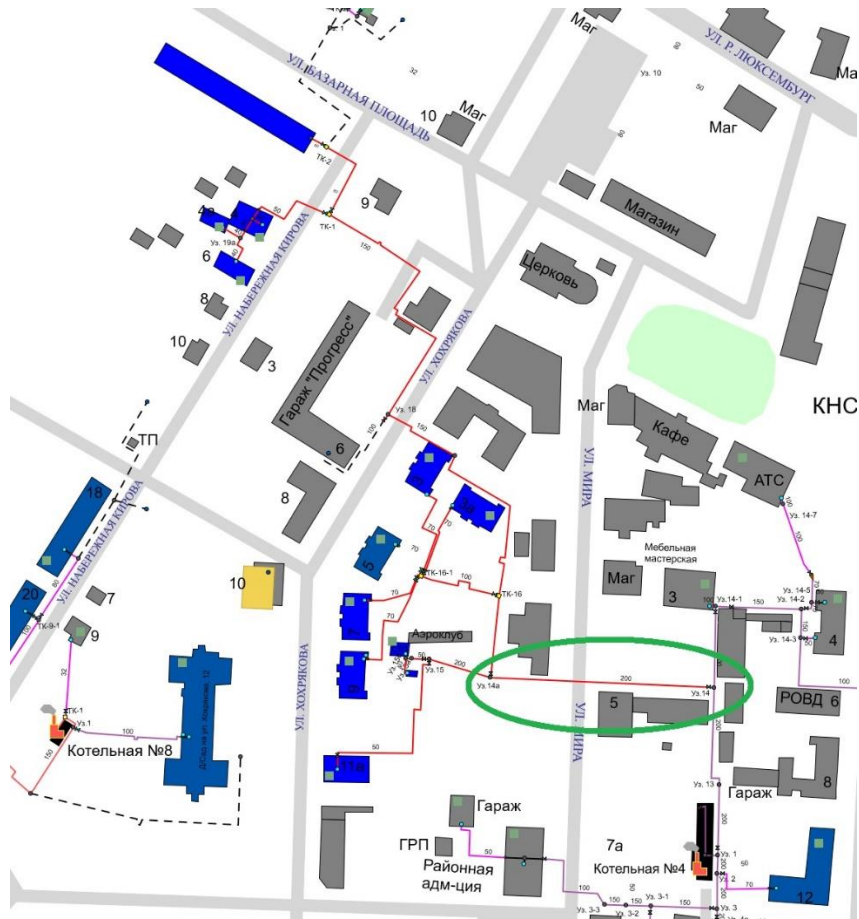


Рисунок 11. Тематическая раскраска отключенных участков и потребителей

При этом производится расчет объемов воды, которые возможно придется сливать из трубопроводов тепловой сети и систем теплоснабжения. Результаты аварийного моделирования выводятся в отчет (рис. 12).

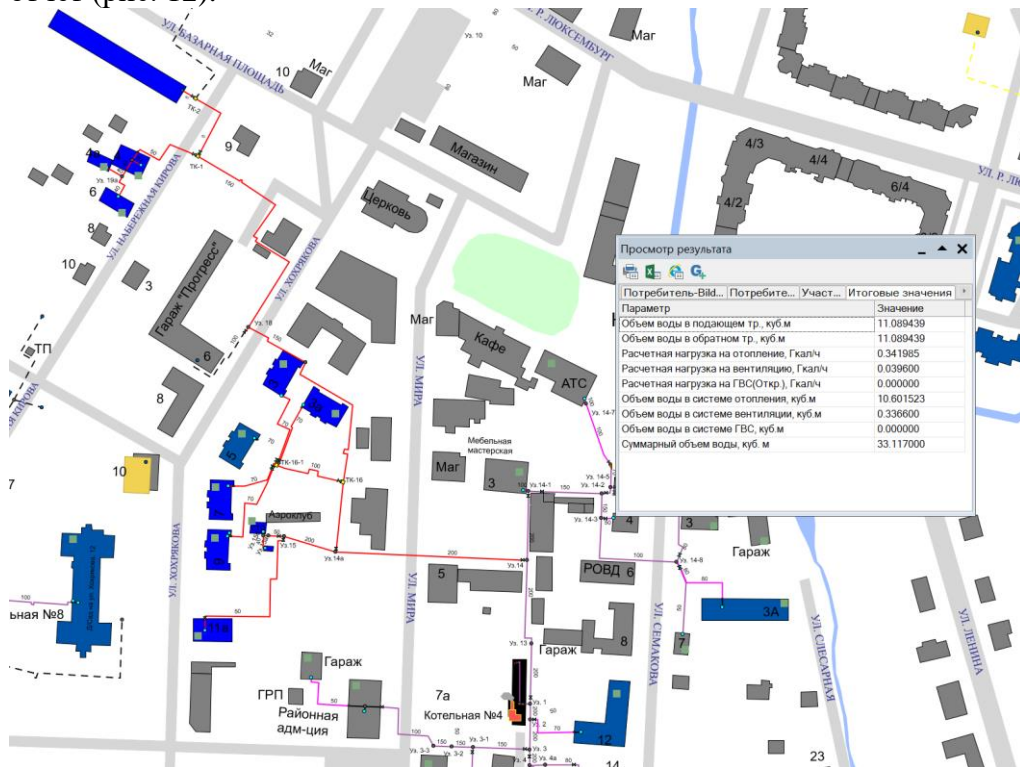


Рисунок 12. Результаты аварийного моделирования

Итоговые значения данного аварийного моделирования представлены в таблице 80.

Таблица 79

Итоговые значения аварийного моделирования

Параметр	Значение
Объем воды в подающем трубопроводе, куб. м	11,09
Объем воды в обратном трубопроводе, куб. м	11,09
Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	0,34
Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	0,04
Расчетная нагрузка на ГВС(Откр.), Гкал/ч	0,00
Объем воды в системе отопления, куб. м	10,60
Объем воды в системе вентиляции, куб. м	0,34
Объем воды в системе ГВС, куб. м	0,00
Суммарный объем воды, куб. м	33,12

Результаты аварийного моделирования могут быть представлены для зданий, потребителей, участков тепловой сети.

1.7 Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

Расчет балансов тепловой энергии, по источникам в модели тепловых сетей г. Тобольска организован по принципу привязки источника теплоснабжения к конкретному населенному пункту. В результате получается расчет балансов тепловой энергии по источникам тепла и по территориальному признаку. Балансы тепловой энергии по источникам и по территориальному признаку приведены в Книге 4.

1.8 Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя представлен в приложении к Схеме теплоснабжения.

1.9 Расчет показателей надежности теплоснабжения

Результаты расчета существующих показателей надежности представлены в Книге 1 Часть 9, перспективных в Книге 11.

1.10 Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения

Групповые изменения характеристик объектов применяются для различных целей и задач гидравлического моделирования, но их основное предназначение - калибровка расчетной гидравлической модели тепловой сети. Трубопроводы реальной тепловой сети всегда имеют физические характеристики, отличающиеся от проектных, в силу происходящих во времени изменений - коррозии и выпадения отложений, отражающихся на изменении эквивалентной шероховатости и уменьшении внутреннего диаметра вследствие зарастания. Эти изменения влияют на гидравлические сопротивления участков трубопроводов. Измерить действительные значения шероховатостей и внутренних диаметров участков действующей тепловой сети не представляется возможным, поскольку это потребовало бы массового вскрытия трубопроводов. Соответственно групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) позволяют разработать приближенную к реальности модель схемы теплоснабжения муниципального образования.

1.11 Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

Сравнительные пьезометрические графики отображают графики давлений в тепловой сети рассчитанные в двух ситуациях:

- существующий гидравлический режим;
- перспективный гидравлический режим.

Данный инструментарий реализован в модели тепловых сетей муниципального образования г. Тобольск и является удобным средством анализа.

Книга 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

4.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения – балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения, с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды

Балансы существующей на базовый период актуализации схемы теплоснабжения тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии города Тобольска в зоне действия АО «СУЭНКО», устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки системы теплоснабжения, представлены в таблице 82.

Балансы сформированы на основании фактических данных по тепловой мощности и нагрузке за базовый период 2021 г. в разбивке по источникам тепловой энергии, а также с учетом перспективных нагрузок, предоставленных АО «СУЭНКО», с учетом сноса жилищного фонда (табл. 80).

Таблица 80

Планируемый снос жилищного фонда

№№	Адрес	Проводимые мероприятия
1.	г. Тобольск, ул. Знаменского, д.48	Дом снесен, но работы не приняты
2.	г. Тобольск, ул. Знаменского, д.50	Дом снесен, но работы не приняты.
3.	г. Тобольск, ул. Крупской, д.1	Снесен
4.	г. Тобольск, ул. Крупской, д.2	Снесен
5.	г. Тобольск, ул. Панин Бугор, д.16	Снесен
6.	г. Тобольск, ул. 1-я Воказальная, д.4	Снесен
7.	г. Тобольск, ул. 1-я Воказальная, д.27	Снесен
8.	г. Тобольск, ул. 1-я Воказальная, д.40	Снесен
9.	г. Тобольск, ул. Декабристов, д.57	Снесен
10.	г. Тобольск, ул. Кирова, д.21	аварийный МКД, расселен
11.	г. Тобольск, пер. Ершовский, д.3	Снесен
12.	г. Тобольск, ул. 2-я Луговая, д.43	Снесен
13.	г. Тобольск, ул. Пушкина, д.2	Снесен
14.	г. Тобольск, ул. Пушкина, д.2а	аварийный МКД, расселен
15.	г. Тобольск, ул. Рабочая, д.8	аварийный МКД, расселен
16.	г. Тобольск, ул. Рабочая, д.19	по состоянию на начало 2022 г. идут работы по сносу МКД
17.	г. Тобольск, ул. 3-я Речная, д.1	Снесен
18.	г. Тобольск, ул. Базарная площадь, строение 10	Снесен
19.	г. Тобольск, ул. Базарная площадь, строение 11В	Снесен
20.	г. Тобольск, ул. Базарная площадь, строение 12	Снесен
21.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Павлова, д.11	Объект снесен, но не принят
22.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Павлова, д.12	Объект снесен, но не принят
23.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Павлова, д.14	Объект снесен, но не принят

№№	Адрес	Проводимые мероприятия
24.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Павлова, д.17	Объект снесен, но не принят
25.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Павлова, д.19	Объект снесен, но не принят
26.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Павлова, д.21	Объект снесен, но не принят
27.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Судостроителей, д.7	Объект снесен, планировка территории выполнена
28.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Судостроителей, д.10	Объект снесен, планировка территории выполнена
29.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Судостроителей, д.12	Объект снесен, планировка территории выполнена
30.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Судостроителей, д.14	Объект снесен, планировка территории выполнена
31.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Судостроителей, д.15	Объект снесен, планировка территории выполнена
32.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Левобережная, д.38а	Дом снесен, но работы не приняты
33.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Левобережная, д.39а	Дом снесен, но работы не приняты
34.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Левобережная, д.41	Дом снесен, но работы не приняты
35.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Левобережная, д.43	Дом снесен, но работы не приняты
36.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Левобережная, д.44	Дом снесен, но работы не приняты
37.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Левобережная, д.46	Дом снесен, но работы не приняты
38.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Левобережная, д.47	Дом снесен, но работы не приняты
39.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Береговая, д.2	Снесен
40.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Береговая, д.13	Снесен
41.	г. Тобольск, Левобережье, ул. Береговая, д.14	Снесен

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах сформированы с учетом мощности действующих и перспективных источников тепловой энергии г. Тобольска и ввода новых мощностей.

Затраты существующей тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей отсутствуют.

Отопление отдельных общественных и торговых зданий, удаленных от теплоисточников, рекомендуется предусмотреть от собственных котельных, либо электрических потолочных теплоизлучателей, управляемых термостатами. Удельный расход электроэнергии для этого вида обогревателей 100-150 Вт/м².

В Подгорной части принято присоединение к котельной № 4 потребителей котельных №№ 8, 10, 27, 31, присоединение к котельной № 5 потребителей котельной № 12, присоединение к котельной № 14 потребителей котельной № 18. Теплоснабжение мкрн. Менделеево сохраняется от местного источника, потребители мкрн. Иртышский по прежней схеме обеспечиваются теплом от котельных, работающих на природном газе. В ТО Левобережье сохраняется существующая система отопления. Отопление и горячее водоснабжение новой коттеджной и усадебной застройки предусматривается от индивидуальных отопительных двухконтурных котлов.

Объем отпуска тепловой энергии по видам теплоносителя (острый, отборный пар, горячая вода) на 2023-2032 гг. от Тобольской ТЭЦ Производства ЭТПГ ООО «ЗапСибНефтехим» представлен в таблице 81.

Таблица 81

**Объем отпуска тепловой энергии по видам теплоносителя (острый, отборный пар, горячая вода) на 2023-2032 гг. от Тобольской ТЭЦ
Производства ЭТПГ ООО «ЗапСибНефтехим»**

Наименование показателя	Ед. изм.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)
		2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2032 г.
		прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз
Выработка тепловой энергии ООО «ЗапСибНефтехим» (без собственных (производственных) нужды)	тыс. Гкал	5 071,06	5 071,06	5 071,06	5 071,06	5 071,06	5 071,06
Хозяйственные нужды ООО «ЗапСибНефтехим» (генерация ТЭЦ), в т.ч.	тыс. Гкал	6,031	6,031	6,031	6,031	6,031	6,031
- пар	тыс. Гкал						
- горячая вода	тыс. Гкал	6,031	6,031	6,031	6,031	6,031	6,031
Полезный отпуск тепловой энергии всего (генерация ТЭЦ), в т.ч.	тыс. Гкал	5 065	5 065	5 065	5 065	5 065	5 065
тепловая энергия в паре всего, в т.ч.	тыс. Гкал	4 102	4 102	4 102	4 102	4 102	4 102
- тепловая энергия в паре на собственное производство (ООО «ЗапСибНефтехим»)	тыс. Гкал	4 092	4 092	4 092	4 092	4 092	4 092
- отборный пар	тыс. Гкал	1 574	1 574	1 574	1 574	1 574	1 574
- острый пар	тыс. Гкал	2 518	2 518	2 518	2 518	2 518	2 518
- тепловая энергия в паре прочим потребителям	тыс. Гкал	10,214	10,214	10,214	10,214	10,214	10,214
- отборный пар	тыс. Гкал	10,214	10,214	10,214	10,214	10,214	10,214
- острый пар	тыс. Гкал						
тепловая энергия в горячей воде всего, в т.ч.	тыс. Гкал	962,958	962,958	962,958	962,958	962,958	962,958
- на собственное производство (ООО «ЗапСибНефтехим»)	тыс. Гкал	160,110	160,110	160,110	160,110	160,110	160,110
- прочим потребителям (АО «СУЭНКО»)	тыс. Гкал	802,848	802,848	802,848	802,848	802,848	802,848

4.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии

Во всех котельных АО «СУЭНКО» имеется по одному магистральному выводу.

Гидравлический расчет выполнен в программном комплексе Zulu 8.0. Результаты расчета представлены в Приложении к Схеме. Анализ результатов расчета показывает, что существующие сети обеспечивают тепловой энергией потребителей в необходимых параметрах.

4.3 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Балансы источников тепловой энергии и перспективной тепловой нагрузки свидетельствуют о том, что при подключении перспективных абонентов, мощности существующих котельных на начальном этапе достаточно для покрытия тепловых нагрузок, кроме котельной № 4 АО «СУЭНКО», реконструкция которой предусматривается в 2032 году.

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии системы теплоснабжения города Тобольска в зоне деятельности АО «СУЭНКО»

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
		факт	оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215	0,215
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427	0,427
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
Потери в тепловых сетях в %	%	4,18	4,18	4,18	4,18	4,18	4,18	4,18	4,18	4,18	4,18	4,18	4,18
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106	0,106
ГВС	Гкал/ч	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288	0,288
Доля резерва	%	66,8	66,8	66,8	66,8	66,8	66,8	66,8	66,8	66,8	66,8	66,8	66,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,212	0,212	0,212	0,212	0,212	0,212	0,212	0,212	0,212	0,212	0,212	0,212
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121
Зона действия источника тепловой мощности	га	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720	1,720
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245	5,245
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017	0,017
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,228	5,228	5,228	5,228	5,228	5,228	5,228	5,228	5,228	5,228	5,228	5,228
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,443	0,443	0,447	0,433	0,420	0,408	0,408	0,408	0,408	0,408	0,408	0,408
Потери в тепловых сетях в %	%	8,45	8,45	8,52	8,26	8,01	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77	7,77
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,813	1,813	1,828	1,828	1,828	1,828	1,828	1,828	1,828	1,828	1,828	1,828
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,702	1,702	1,717	1,717	1,717	1,717	1,717	1,717	1,717	1,717	1,717	1,717
ГВС	Гкал/ч	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	2,972	2,972	2,953	2,967	2,980	2,992	2,992	2,992	2,992	2,992	2,992	2,992
Доля резерва	%	56,7	56,7	56,3	56,6	56,8	57,1	57,1	57,1	57,1	57,1	57,1	57,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,508	3,508	3,508	3,508	3,508	3,508	3,508	3,508	3,508	3,508	3,508	3,508
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,8133882	1,813	1,828	1,828	1,828	1,828	1,828	1,828	1,828	1,828	1,828	1,828
Зона действия источника тепловой мощности	га	9,7	9,7	9,70	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
		факт	оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
Котельная № 4, ул. Мира,7б													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	10,000
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150	2,500
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	10,000
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,1310
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,940	5,940	5,940	5,940	5,940	5,940	5,940	5,940	5,940	5,940	5,940	9,869
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,039	0,042	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045	0,045
Потери в тепловых сетях в %	%	0,65	0,70	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,45
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	2,546	2,755	2,943	2,943	2,943	2,943	2,943	2,943	2,943	2,943	2,943	2,943
отопление и вентиляция	Гкал/ч	2,396	2,491	2,639	2,639	2,639	2,639	2,639	2,639	2,639	2,639	2,639	2,639
ГВС	Гкал/ч	0,150	0,264	0,304	0,304	0,304	0,304	0,304	0,304	0,304	0,304	0,304	0,304
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,355	3,143	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952	6,881
Доля резерва	%	55,7	52,2	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	68,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,790	3,790	3,790	3,790	3,790	3,790	3,790	3,790	3,790	3,790	3,790	7,369
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	2,546	2,755	2,943	2,943	2,943	2,943	2,943	2,943	2,943	2,943	2,943	2,943
Зона действия источника тепловой мощности	га	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,24	0,26	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Котельная № 5, ул. Ленина,72а													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150	2,150
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0258	0,0258	0,0258	0,0258	0,0258	0,0258	0,0258	0,0258	0,0258	0,0258	0,0258	0,0258
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	4,27324	4,273	4,273	4,273	4,273	4,273	4,273	4,273	4,273	4,273	4,273	4,273
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,276	0,276	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280	0,280
Потери в тепловых сетях в %	%	6,42	6,42	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,155	1,155	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,149	1,149	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164	1,164
ГВС	Гкал/ч	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	2,842	2,842	2,823	2,823	2,823	2,823	2,823	2,823	2,823	2,823	2,823	2,823
Доля резерва	%	66,1	66,1	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	2,123	2,123	2,123	2,123	2,123	2,123	2,123	2,123	2,123	2,123	2,123	2,123
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,155	1,155	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
Зона действия источника тепловой мощности	га	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
		факт	оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,580	2,580	2,580	2,580	2,580	2,580	2,580	2,580	2,580	2,580	2,580	2,580
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,925	5,925	5,925	5,925	5,925	5,925	5,925	5,925	5,925	5,925	5,925	5,925
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445
Потери в тепловых сетях в %	%	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,606	1,606	1,606	1,606	1,606	1,606	1,606	1,606	1,606	1,606	1,606	1,606
ГВС	Гкал/ч	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,798	3,798	3,798	3,798	3,798	3,798	3,798	3,798	3,798	3,798	3,798	3,798
Доля резерва	%	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1	63,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,345	3,345	3,345	3,345	3,345	3,345	3,345	3,345	3,345	3,345	3,345	3,345
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682	1,682
Зона действия источника тепловой мощности	га	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	-	-
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	-	-
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0007	0,0007	0,0007	0,0007	0,0007	0,0007	0,0007	0,0007	0,0007	0,0007	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	-	-
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,687	0,687	0,687	0,687	0,687	0,687	0,687	0,687	0,687	0,687	-	-
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	-	-
Потери в тепловых сетях в %	%	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	-	-
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,510	0,510	0,510	0,510	0,510	0,510	0,510	0,510	0,510	0,510	-	-
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475	0,475	-	-
ГВС	Гкал/ч	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	-	-
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	-	-
Доля резерва	%	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1	-	-
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	-	-
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	-	-
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	-	-
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	-	-
Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в													

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
		факт	оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019	6,019
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96	5,96
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508
Потери в тепловых сетях в %	%	8,44	8,44	8,44	8,44	8,44	8,44	8,44	8,44	8,44	8,44	8,44	8,44
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	3,877	3,877	3,877	3,877	3,877	3,877	3,877	3,877	3,877	3,877	3,877	3,877
отопление и вентиляция	Гкал/ч	3,492	3,492	3,492	3,492	3,492	3,492	3,492	3,492	3,492	3,492	3,492	3,492
ГВС	Гкал/ч	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574	1,574
Доля резерва	%	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379	3,379
Зона действия источника тепловой мощности	га	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	-	-
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	1,51	-	-
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	-	-
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	-	-
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,683	0,683	0,736	0,736	0,736	0,736	0,736	0,736	0,736	0,736	-	-
Потери в тепловых сетях в %	%	22,69	22,69	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44	24,44	-	-
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,970	0,970	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	-	-
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,900	0,900	0,975	0,975	0,975	0,975	0,975	0,975	0,975	0,975	-	-
ГВС	Гкал/ч	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	0,071	-	-
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,346	1,346	1,218	1,218	1,218	1,218	1,218	1,218	1,218	1,218	-	-
Доля резерва	%	44,7	44,7	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	-	-
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	-	-
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,970	0,970	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	-	-
Зона действия источника тепловой мощности	га	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	-	-
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	-	-
Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	9,458	9,458	9,458	9,458	9,458	9,458	9,458	9,458	9,458	9,458	9,458	9,458

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
		факт	оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46	9,46
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	9,398	9,398	9,398	9,398	9,398	9,398	9,398	9,398	9,398	9,398	9,398	9,398
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,492	0,492	0,492	0,492	0,492	0,492	0,492	0,492	0,492	0,492	0,492	0,492
Потери в тепловых сетях в %	%	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	5,179	5,179	5,179	5,179	5,179	5,179	5,179	5,179	5,179	5,179	5,179	5,179
отопление и вентиляция	Гкал/ч	4,792	4,792	4,792	4,792	4,792	4,792	4,792	4,792	4,792	4,792	4,792	4,792
ГВС	Гкал/ч	0,387	0,387	0,387	0,387	0,387	0,387	0,387	0,387	0,387	0,387	0,387	0,387
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,727	3,727	3,727	3,727	3,727	3,727	3,727	3,727	3,727	3,727	3,727	3,727
Доля резерва	%	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4	39,4
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098	5,098
Зона действия источника тепловой мощности	га	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Котельная № 12, ул. Ленина, 90а													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	-	-	-	-	-	-
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	-	-	-	-	-	-
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	-	-	-	-	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	-	-	-	-	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	-	-	-	-	-	-
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855	-	-	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	-	-	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях в %	%	9,86	9,86	9,86	9,86	9,86	9,86	-	-	-	-	-	-
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177	-	-	-	-	-	-
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177	-	-	-	-	-	-
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-	-	-	-	-
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,592	0,592	0,592	0,592	0,592	0,592	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7	-	-	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	0,425	-	-	-	-	-	-
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177	-	-	-	-	-	-
Зона действия источника тепловой мощности	га	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	-	-	-	-	-	-
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	-	-	-	-	-	-
Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
		факт	оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198	0,198
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018	0,0018
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,196	0,196	0,196	0,196	0,196	0,196	0,196	0,196	0,196	0,196	0,196	0,196
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Потери в тепловых сетях в %	%	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070
ГВС	Гкал/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118	0,118
Доля резерва	%	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
Зона действия источника тепловой мощности	га	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255	8,255
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	8,221	8,221	8,221	8,221	8,221	8,221	8,221	8,221	8,221	8,221	8,221	8,221
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,104	0,104	0,104	0,104	0,104	0,104	0,104	0,104	0,104	0,104	0,104	0,104
Потери в тепловых сетях в %	%	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485
отопление и вентиляция	Гкал/ч	2,645	2,645	2,645	2,645	2,645	2,645	2,645	2,645	2,645	2,645	2,645	2,645
ГВС	Гкал/ч	0,841	0,841	0,841	0,841	0,841	0,841	0,841	0,841	0,841	0,841	0,841	0,841
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632
Доля резерва	%	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	5,471	5,471	5,471	5,471	5,471	5,471	5,471	5,471	5,471	5,471	5,471	5,471
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485
Зона действия источника тепловой мощности	га	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58	2,58
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
		факт	оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159	5,159
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,336	0,336	0,336	0,336	0,336	0,336	0,336	0,336	0,336	0,336	0,336	0,336
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51	6,51
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	4,823	4,823	4,823	4,823	4,823	4,823	4,823	4,823	4,823	4,823	4,823	4,823
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,438	0,438	0,438	0,438	0,438	0,438	0,438	0,438	0,438	0,438	0,438	0,438
Потери в тепловых сетях в %	%	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49	8,49
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,074	1,074	1,074	1,074	1,074	1,074	1,074	1,074	1,074	1,074	1,074	1,074
ГВС	Гкал/ч	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,236	3,236	3,236	3,236	3,236	3,236	3,236	3,236	3,236	3,236	3,236	3,236
Доля резерва	%	62,7	62,7	62,7	62,7	62,7	62,7	62,7	62,7	62,7	62,7	62,7	62,7
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150	1,150
Зона действия источника тепловой мощности	га	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34
Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344	0,344
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061	0,061
Потери в тепловых сетях в %	%	17,73	17,73	17,73	17,73	17,73	17,73	17,73	17,73	17,73	17,73	17,73	17,73
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,064	0,064	0,064	0,064	0,064	0,064	0,064	0,064	0,064	0,064	0,064	0,064
ГВС	Гкал/ч	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207
Доля резерва	%	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252	0,252
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
		факт	оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046	0,0046
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75	2,75
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,08	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084
Потери в тепловых сетях в %	%	3,02	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,349	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,305	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318	1,318
ГВС	Гкал/ч	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,316	1,302	1,302	1,302	1,302	1,302	1,302	1,302	1,302	1,302	1,302	1,302
Доля резерва	%	47,8	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	1,367	1,367	1,367	1,367	1,367	1,367	1,367	1,367	1,367	1,367	1,367	1,367
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,349	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362	1,362
Зона действия источника тепловой мощности	га	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,42	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	-	-	-	-	-	-
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	-	-	-	-	-	-
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	4,299	-	-	-	-	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	-	-	-	-	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	-	-	-	-	-	-
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	-	-	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	-	-	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях в %	%	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	4,65	-	-	-	-	-	-
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	-	-	-	-	-	-
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,944	0,944	0,944	0,944	0,944	0,944	-	-	-	-	-	-
ГВС	Гкал/ч	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	-	-	-	-	-	-
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,045	3,045	3,045	3,045	3,045	3,045	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	-	-	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	2,123	2,123	2,123	2,123	2,123	2,123	-	-	-	-	-	-
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	-	-	-	-	-	-
Зона действия источника тепловой мощности	га	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	-	-	-	-	-	-
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	-	-	-	-	-	-
Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01	3,01
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729	4,729
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
		факт	оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84	1,84
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64	4,64
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,192	0,192	0,192	0,192	0,192	0,192	0,192	0,192	0,192	0,192	0,192	0,192
Потери в тепловых сетях в %	%	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06	4,06
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
ГВС	Гкал/ч	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,119	3,119	3,119	3,119	3,119	3,119	3,119	3,119	3,119	3,119	3,119	3,119
Доля резерва	%	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0	66,0
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	1,632	1,632	1,632	1,632	1,632	1,632	1,632	1,632	1,632	1,632	1,632	1,632
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331	1,331
Зона действия источника тепловой мощности	га	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44	3,44
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182	0,182
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	17,015	17,015	17,015	17,015	17,015	17,015	17,015	17,015	17,015	17,015	17,015	17,015
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,699	0,699	0,699	0,678	0,658	0,638	0,638	0,638	0,638	0,638	0,638	0,638
Потери в тепловых сетях в %	%	4,06	4,06	4,06	3,94	3,82	3,71	3,71	3,71	3,71	3,71	3,71	3,71
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769
отопление и вентиляция	Гкал/ч	10,541	10,541	10,541	10,541	10,541	10,541	10,541	10,541	10,541	10,541	10,541	10,541
ГВС	Гкал/ч	1,228	1,228	1,228	1,228	1,228	1,228	1,228	1,228	1,228	1,228	1,228	1,228
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	4,547	4,547	4,547	4,568	4,588	4,608	4,608	4,608	4,608	4,608	4,608	4,608
Доля резерва	%	26,4	26,4	26,4	26,6	26,7	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8	26,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	13,575	13,575	13,575	13,575	13,575	13,575	13,575	13,575	13,575	13,575	13,575	13,575
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769	11,769
Зона действия источника тепловой мощности	га	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197	17,197
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
		факт	оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92	16,92
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,694	0,694	0,694	0,694	0,680	0,680	0,680	0,680	0,680	0,680	0,680	0,680
Потери в тепловых сетях в %	%	4,04	4,04	4,04	4,04	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	14,144	14,144	14,144	14,144	14,144	14,144	14,144	14,144	14,144	14,144	14,144	14,144
отопление и вентиляция	Гкал/ч	12,958	12,958	12,958	12,958	12,958	12,958	12,958	12,958	12,958	12,958	12,958	12,958
ГВС	Гкал/ч	1,186	1,186	1,186	1,186	1,186	1,186	1,186	1,186	1,186	1,186	1,186	1,186
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	2,082	2,082	2,082	2,082	2,096	2,096	2,096	2,096	2,096	2,096	2,096	2,096
Доля резерва	%	12,1	12,1	12,1	12,1	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620	12,620
Зона действия источника тепловой мощности	га	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014	0,0014
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586	0,1586
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Потери в тепловых сетях в %	%	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13	3,13
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152	0,152
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Доля резерва	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079
Зона действия источника тепловой мощности	га	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862	0,862
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
		факт	оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011	0,011
Потери в тепловых сетях в %	%	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28	1,28
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,487	0,487	0,487	0,487	0,487	0,487	0,487	0,487	0,487	0,487	0,487	0,487
Доля резерва	%	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5	56,5
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355	0,355
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	-	-
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	-	-
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	1,724	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0058	0,0058	0,0058	0,0058	0,0058	0,0058	0,0058	0,0058	0,0058	0,0058	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	-	-
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	1,718	1,718	1,718	1,718	1,718	1,718	1,718	1,718	1,718	1,718	-	-
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	-	-
Потери в тепловых сетях в %	%	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	-	-
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	-	-
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	-	-
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,433	1,433	1,433	1,433	1,433	1,433	1,433	1,433	1,433	1,433	-	-
Доля резерва	%	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	-	-
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,858	0,858	0,858	0,858	0,858	0,858	0,858	0,858	0,858	0,858	-	-
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	0,249	-	-
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	-	-
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	-	-
Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771	1,771
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	1,761	1,761	1,761	1,761	1,761	1,761	1,761	1,761	1,761	1,761	1,761	1,761
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
		факт	оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
Потери в тепловых сетях в %	%	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73	0,73
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363	1,363
Доля резерва	%	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385	0,385
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032	1,032
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041	0,0041
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028	1,028
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109
Потери в тепловых сетях в %	%	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710	0,710
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209
Доля резерва	%	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2	20,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508	0,508
Зона действия источника тепловой мощности	га	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Котельная № 31, ул. Ленина, 26б													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	-	-
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	-	-
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	-	-
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854	-	-
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	-	-
Потери в тепловых сетях в %	%	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	6,74	-	-

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
		факт	оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,666	0,666	0,666	0,666	0,666	0,666	0,666	0,666	0,666	0,666	-	-
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,666	0,666	0,666	0,666	0,666	0,666	0,666	0,666	0,666	0,666	-	-
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	-	-
Доля резерва	%	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	-	-
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	-	-
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	-	-
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	-	-
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	-	-
ИТОГО													
Итого муниципальные котельные город Тобольск													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	108,589	108,589	108,589	108,589	108,589	108,589	103,428	103,428	103,428	103,428	97,146	101,127
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	108,589	108,589	108,589	108,589	108,589	108,589	103,428	103,428	103,428	103,428	97,146	101,127
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	1,344	1,344	1,344	1,344	1,344	1,344	1,311	1,311	1,311	1,311	1,288	1,340
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	107,245	107,245	107,245	107,245	107,245	107,245	102,117	102,117	102,117	102,117	95,858	99,787
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	5,702	5,706	5,769	5,735	5,687	5,655	5,370	5,370	5,370	5,370	4,534	4,534
Потери в тепловых сетях в %	%	5,25	5,25	5,31	5,28	5,24	5,21	5,19	5,19	5,19	5,19	4,67	4,48
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	54,950	55,172	55,465	55,465	55,465	55,465	54,260	54,260	54,260	54,260	51,790	51,790
отопление и вентиляция	Гкал/ч	50,212	50,320	50,573	50,573	50,573	50,573	49,452	49,452	49,452	49,452	47,087	47,087
ГВС	Гкал/ч	4,738	4,852	4,892	4,892	4,892	4,892	4,808	4,808	4,808	4,808	4,703	4,703
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	46,592	46,366	46,011	46,045	46,092	46,124	42,487	42,487	42,487	42,487	39,534	43,463
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	66,610	66,610	66,610	66,610	66,610	66,610	64,062	64,062	64,062	64,062	60,943	64,522
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	46,592	46,366	46,011	46,045	46,092	46,124	42,487	42,487	42,487	42,487	39,534	43,463
Зона действия источника тепловой мощности	га	174,000	174,000	174,00	174,00	174,00	174,00	166,00	166,00	166,00	166,00	152,80	152,80
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,316	0,317	0,32	0,32	0,32	0,32	0,33	0,33	0,33	0,33	0,34	0,34
Тобольская ТЭЦ													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2223	2223	2223	2223	2223	2223	2223	2223	2223	2223	2223	2223
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	303,3	303,3	303,3	303,3	303,3	303,3	303,3	303,3	303,3	303,3	303,3	303,3
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность в паре	Гкал/ч	1428	1428	1428	1428	1428	1428	1428	1428	1428	1428	1428	1428
Располагаемая тепловая мощность горячая вода	Гкал/ч	795	795	795	795	795	795	795	795	795	795	795	795
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	114,2	127,5	127,5	127,5	127,5	127,5	127,5	127,5	127,5	127,5	127,5	127,5
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	5,14	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	2108,78	2095,54	2095,54	2095,54	2095,54	2095,54	2095,54	2095,54	2095,54	2095,54	2095,54	2095,54
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	15,809	15,809	15,809	15,809	15,809	15,809	15,809	15,809	15,809	15,809	15,809	15,809
Потери в тепловых сетях в %	%	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99	1,99
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	381,160	385,528	390,730	395,155	398,441	401,436	404,431	406,510	408,588	410,667	412,745	414,824

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
		факт	оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
отопление и вентиляция	Гкал/ч	317,994	321,204	324,923	327,951	330,117	332,115	334,113	335,835	337,557	339,279	341,001	342,723
ГВС	Гкал/ч	63,166	64,323	65,807	67,204	68,324	69,321	70,318	70,675	71,031	71,388	71,744	72,100
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	283,815	266,198	260,996	256,571	253,285	250,290	247,295	245,216	243,138	241,059	238,981	236,902
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	Гкал/ч	283,815	266,198	260,996	256,571	253,285	250,290	247,295	245,216	243,138	241,059	238,981	236,902
Доля резерва	%	35,7	33,5	32,8	32,3	31,9	31,5	31,1	30,8	30,6	30,3	30,1	29,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	377,484	364,235	364,235	364,235	364,235	364,235	364,235	364,235	364,235	364,235	364,235	364,235
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	377,484	364,235	364,235	364,235	364,235	364,235	364,235	364,235	364,235	364,235	364,235	364,235
Зона действия источника тепловой мощности	га	951,9	951,9	951,9	951,9	951,9	951,9	951,9	951,9	951,9	951,9	951,9	951,9
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,40	0,41	0,41	0,42	0,42	0,42	0,42	0,43	0,43	0,43	0,43	0,44
Перспективная котельная мкрн. Панин Бугор													
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	-	-	-	-	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	-	-	-	-	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	-	-	-	-	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079	0,079
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	-	-	-	-	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26	2,26
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	-	-	-	-	3,421	3,421	3,421	3,421	3,421	3,421	3,421	3,421
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	-	-	-	-	0,455	0,455	0,455	0,455	0,455	0,455	0,455	0,455
Потери в тепловых сетях в %	%	-	-	-	-	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	-	-	-	-	0,290	0,290	0,290	0,290	0,290	0,290	0,290	0,290
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	-	-	-	-	2,676	2,676	2,676	2,676	2,676	2,676	2,676	2,676
Доля резерва	%	-	-	-	-	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	-	-	-	-	3,421	3,421	3,421	3,421	3,421	3,421	3,421	3,421
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	-	-	-	-	0,290	0,290	0,290	0,290	0,290	0,290	0,290	0,290
Зона действия источника тепловой мощности	га	-	-	-	-	24,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7	25,7
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	-	-	-	-	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

Книга 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования

В соответствии с п. 101 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 мастер-план схемы теплоснабжения должен разрабатываться с учетом:

- решений по строительству генерирующих объектов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, указанных в утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 43, ст. 5073; 2013, № 33, ст. 4392; 2014, № 9, ст. 907; 2015, № 5, ст. 827; № 8, ст. 1175; 2018, № 34, ст. 5483);
- решений о теплофикационных турбоагрегатах, не прошедших конкурентный отбор мощности на оптовом рынке электрической энергии и мощности в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике;
- решений по строительству, реконструкции и (или) модернизации генерирующих объектов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, указанных в договорах поставки мощности;
- принятых региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций;
- предложений по передаче тепловой нагрузки от котельных на источники комбинированной выработки, при наличии резерва тепловых мощностей установленных турбоагрегатов;
- предложений по строительству, реконструкции и (или) модернизации магистральных теплопроводов для обеспечения возможности регулирования загрузки существующих и перспективных источников комбинированной выработки.

Основными принципами, положенными в основу разработки вариантов перспективного развития системы теплоснабжения, являются:

- обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей;
- обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии;
- соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- минимизация затрат на теплоснабжение на расчетную единицу тепловой энергии для потребителей в долгосрочной перспективе;
- обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- согласованность с планами и программами развития муниципального образования.

Разработанные варианты развития системы теплоснабжения послужили основой для формирования и обоснования предложений по новому строительству и реконструкции тепловых сетей, а также определения необходимости строительства новых источников теплоснабжения и реконструкции существующих.

Для каждого варианта развития:

- выполнены технические обоснования, определены температурные графики;
- рассчитаны балансы мощности и выработки тепловой энергии;
- определены расходы на реализацию мероприятий;
- рассчитаны тарифные последствия для потребителей;
- выполнена оценка вариантов на предмет соответствия принципам актуализации Схемы теплоснабжения.

Для выбора оптимального варианта развития системы теплоснабжения было проведено сравнение перспективных показателей по каждому варианту на соблюдение принципов, изложенных в Постановлении Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

5.1 Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной схеме теплоснабжения) с учетом предложений заинтересованных сторон

Варианты развития в мастер-плане определяют различные условия развития теплоснабжения в Нагорной части г. Тобольска (рис. 13).

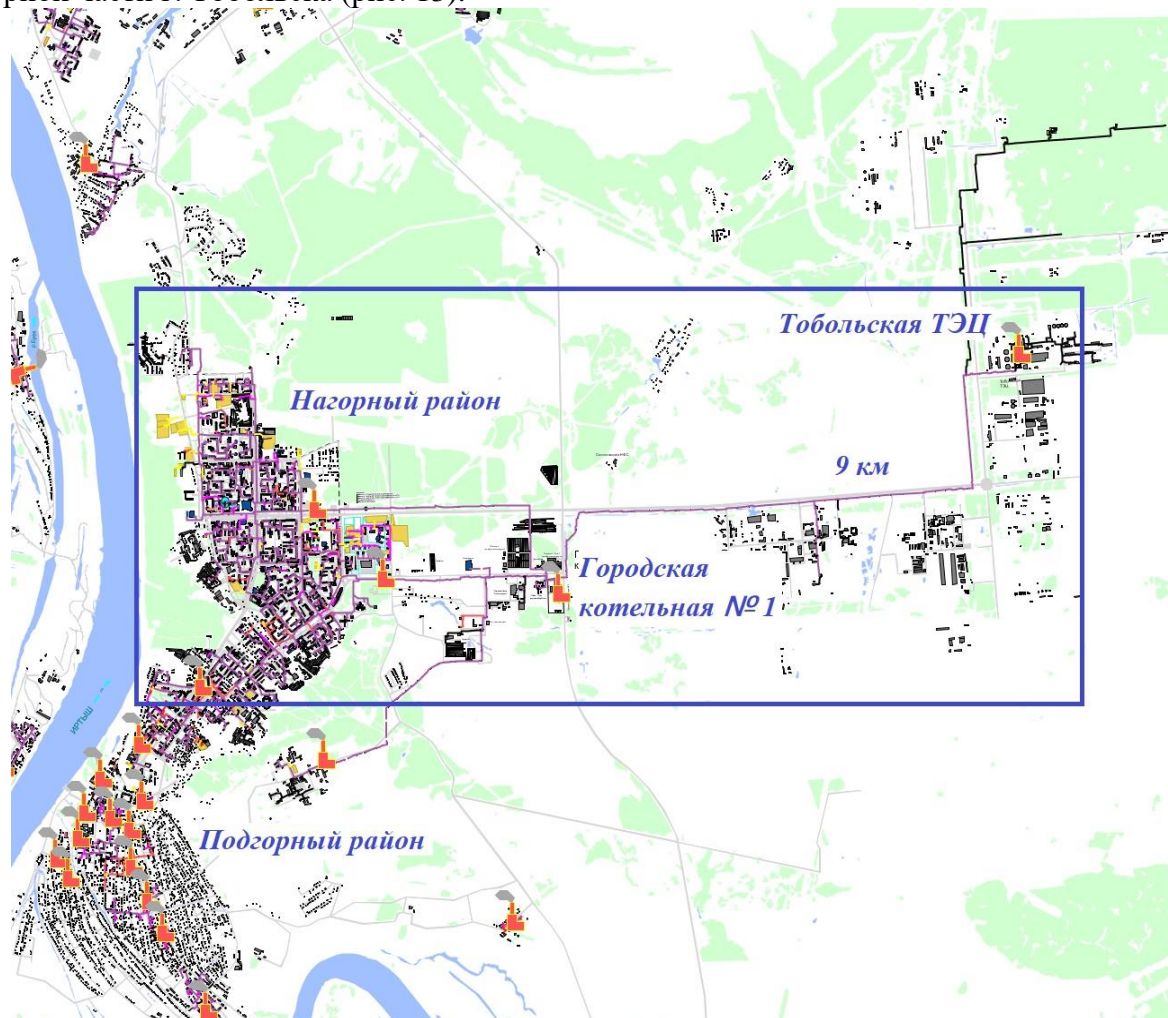


Рисунок 13. Схема размещения источников тепловой энергии для вариантов развития системы теплоснабжения города Тобольска

В рамках реализации Схемы теплоснабжения по расчетным элементам территориального деления предусмотрено следующее развитие системы теплоснабжения:

1. Теплоснабжение Нагорной части города Тобольска предусмотрено от Тобольской ТЭЦ. Анализ работы Тобольской ТЭЦ определил отсутствие дефицита мощности источника при подключении перспективной нагрузки.

В соответствии с данными ООО «ЗапСибНефтехим» за период 2019-2021 гг. отказы в отпуске тепловой энергии Тобольской ТЭЦ отсутствуют.

Реконструкция действующего источника тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок не планируется.

2. Для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей Нагорной части мастер-планом предусмотрено два варианта развития:

- ✓ **первый вариант** – поэтапное строительство подающего и обратного трубопроводов от Тобольской ТЭЦ до ГК-1;

- ✓ **второй вариант (основной вариант)** – поэтапное строительство реверсивного третьего трубопровода от Тобольской ТЭЦ до ГК-1.

В соответствии с информацией о повреждениях при гидроиспытаниях магистральных трубопроводов тепловых сетей после окончания отопительного периода 2019-2020 гг. выявлено одно повреждение на трубопроводе диаметром 900 мм (Оп. 19).

В соответствии с информацией о нарушениях в подаче тепловой энергии Тобольским филиалом АО «СУЭНКО» в 2020 году нарушений на магистральном трубопроводе от Тобольской ТЭЦ до ГК-1 не зафиксировано.

Для повышения надежности теплоснабжения потребителей Нагорной части целесообразно идти по пути поэтапного строительства реверсивного третьего трубопровода с последующей реконструкцией существующей магистрали.

В предыдущей редакции Схемы теплоснабжения был рассмотрен вариант строительства резервного источника тепловой энергии 80 МВт. Данный вариант считаем нецелесообразным и неэффективным, эксплуатационные затраты резервного источника тепловой энергии 80 МВт будут значительно выше эксплуатационных затрат по реверсивному третьему трубопроводу от Тобольской ТЭЦ до ГК-1.

3. Городская котельная №1 работает как насосная станция.

Предусмотрена реконструкция насосных станций, которая включает следующие мероприятия:

- модернизация ПНС №№ 1, 2, 3;
- строительство насосной станции, в т.ч. резервуары запаса воды, включая ликвидацию городской котельной № 1. Реализация СМР планируется в рамках концессионного соглашения. Источник финансирования будет определен на этапе его заключения.

В рамках выполнения мероприятия требуется установка новых баков-аккумуляторов со следующим назначением:

- восполнение частичных потерь при водоразборе ГВС в тепловой сети;
- восполнение потерь при внештатных ситуациях работы тепловых сетей;
- проведение гидроиспытаний с частичным использованием объёма воды в баках.

В соответствии с СП 124.13330.2012 для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение с целью выравнивания суточного графика расхода воды (производительности ВПУ) на источниках теплоты должны предусматриваться баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды по СанПиН 2.1.4.2496. В случае перехода на закрытую систему ГВС использование баков-аккумуляторов необходимо для подпитки в случае аварийных ситуаций.

Расчетная вместимость баков-аккумуляторов должна быть равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение. Внутренняя поверхность баков должна быть защищена от коррозии, а вода в них - от аэрации, при этом должно предусматриваться непрерывное обновление воды в баках.

Количество и ёмкость баков-аккумуляторов определяется на стадии ПИР.

4. В Подгорной части на расчетный срок – централизованное теплоснабжение многоквартирных домов и общественных зданий от действующих котельных (9 ед.). Предусмотрено сохранение теплоснабжения в зоне действия котельных №№ 6, 13, 17, 24, 25, 29 и переключение нагрузки потребителей на втором этапе реализации Схемы теплоснабжения в зоне действия котельных №№ 8, 10, 27, 31 на котельную № 4; котельной № 12 на котельную № 5, котельной № 18 на котельную № 14.

Перераспределение нагрузок между котельными №№ 4, 8, 10, 27, 31 (присоединение к котельной № 4 потребителей котельных № 8, № 27, № 10, № 31).

Суммарная присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии составит 6,559 Гкал/ч, при установленной тепловой мощности котельной № 4 – 10 Гкал/ч (после реконструкции).

Для реализации мероприятия необходимо строительство 655 м сетей диаметром 150-200 мм и реконструкция 1225 м сетей диаметром 70-200 мм.

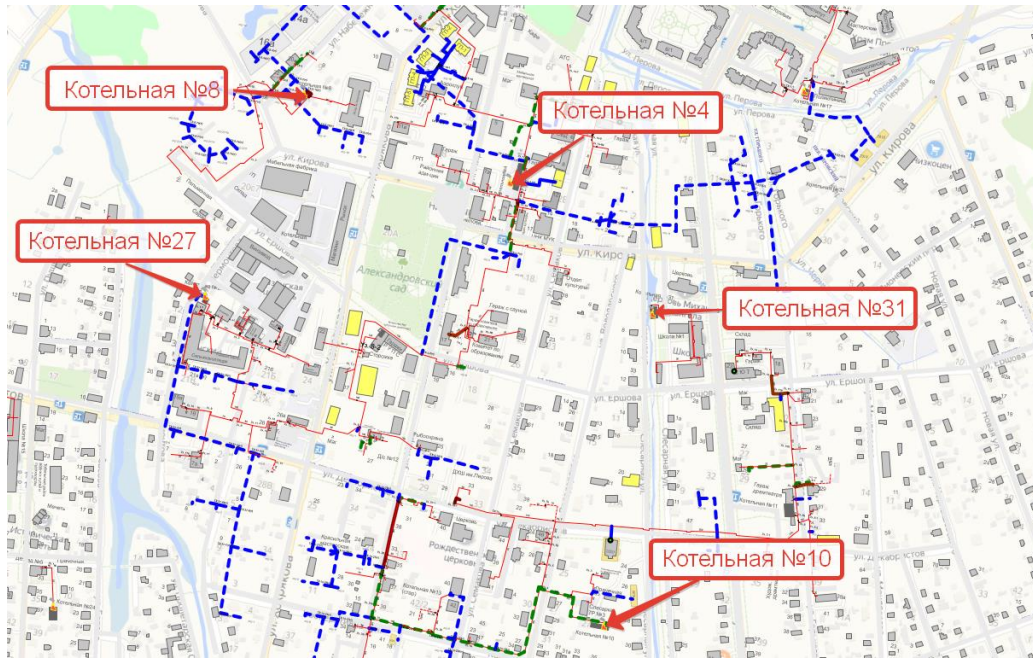


Рисунок 14. Перераспределение нагрузок между котельными №№ 4, 8, 10, 27, 31

Перераспределение нагрузки между котельными № 5 и № 12 (присоединение к котельной № 5 потребителей котельной № 12).

Суммарная присоединенная нагрузка с учетом потерь составит 1,623 Гкал/ч, при установленной тепловой мощности котельной № 5 – 4,3 Гкал/ч.

Для реализации мероприятия необходимо строительство 170 м сетей диаметром 100 мм и реконструкция 300 м сетей диаметром 150 мм.

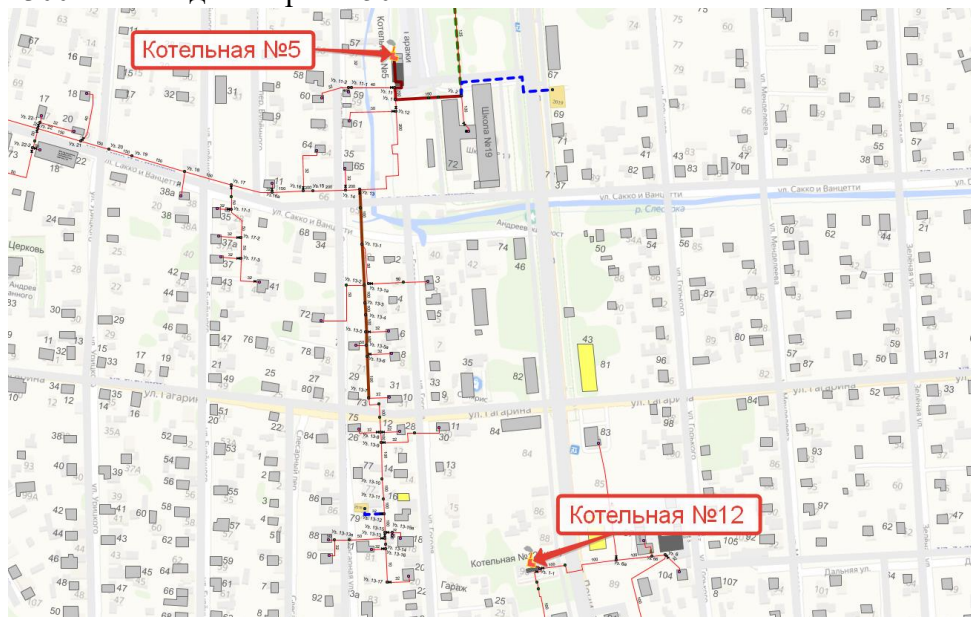


Рисунок 15. Перераспределение нагрузки между котельными № 5 и № 12

Перераспределение нагрузки между котельными № 14 и № 18 (присоединение к котельной № 14 потребителей котельной № 18).

Суммарная присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии составит 4,69 Гкал/ч, при установленной тепловой мощности котельной № 14 – 8,26 Гкал/ч.

Для реализации мероприятия необходимо строительство 460 м сетей диаметром 200 мм и реконструкция 42 м сетей диаметром 100 мм.

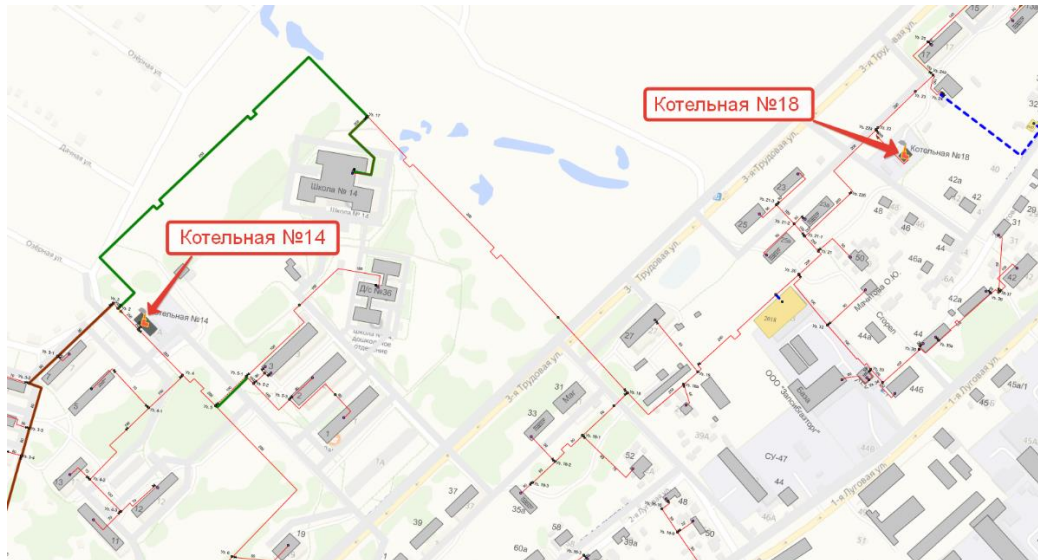


Рисунок 16. Перераспределение нагрузки между котельными № 14 и № 18

5. В мкр. Иртышский – централизованное теплоснабжение многоквартирных домов и общественных зданий по прежней схеме от котельных, работающих на природном газе (котельные №№ 3, 20). Реконструкция котельных № 3, № 20 завершена в 2014 г.

6. В мкр. Менделеево – централизованное теплоснабжение сохраняется от муниципальной котельной (котельная № 22) с ее реконструкцией.

7. В Юго-Восточном районе – сохранение существующей системы отопления (от котельной № 16 с дальнейшей реконструкцией).

8. В ТО Левобережье – сохранение существующей системы отопления (от котельных №№ 15, 19 с их реконструкцией).

9. В п. Сумкино – централизованное теплоснабжение многоквартирных домов и общественных зданий от локальных котельных. Предусмотрено сохранение теплоснабжения в зоне действия котельных № 2, 9, 11.

10. В районе Пионерная база – централизованное теплоснабжение сохраняется от котельной (котельная № 28) с ее реконструкцией.

11. Обеспечение существующих и перспективных потребителей города Tobolska в районах высокоплотной и среднеплотной многоэтажной застройки (многоквартирные жилые дома) централизованным теплоснабжением.

12. Отопление и горячее водоснабжение новой коттеджной и усадебной застройки от индивидуальных отопительных двухконтурных котлов.

Развитие децентрализованного теплоснабжения рекомендовано при отсутствии резервов по теплоснабжению, при нецелесообразности прокладки теплотрасс (в случае, если объект расположен за пределами радиуса эффективного теплоснабжения источника), при строительстве и реконструкции объектов на территории, где бесканальная прокладка газопровода экономически и с учетом влияния на окружающую среду более целесообразна, чем строительство новой теплотрассы, и др.

В соответствии с Генеральным планом и утвержденными проектами планировок города Tobolska в зону действия индивидуальных источников тепловой энергии города Tobolska в перспективном периоде включены районы с индивидуальной малоэтажной (усадебной) застройкой:

- усадебная застройка Подгорной части (кварталы 5, 6, 7, 17, 18, 20, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 36, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51) (за пределами расчетного срока);
- усадебная застройка Нагорной части (мкр. 12, 16, 18, 19, микрорайон «Защитино»);
- усадебная застройка мкр. Иртышский, п. Сумкино, ТО Левобережье, мкр. Менделеево.

В соответствии с приведенными выше критериями использования централизованного теплоснабжения сформирован сравнительный анализ условий организации централизованного и децентрализованного теплоснабжения, затрат по организации централизованного и децентрализованного теплоснабжения в рассматриваемых районах (табл. 83).

Сравнительный анализ условий организации централизованного и децентрализованного теплоснабжения

№ п/п	Микрорайон	Критерии децентрализации			
		Наличие возможности подключения к сетям централизованного теплоснабжения		Целесообразность газоснабжения	
		наличие (+)/отсутствие (-) магистральных и распределительных сетей теплоснабжения	наличие (+)/отсутствие (-) резерва мощности источника	наличие газопроводов	целесообразность
1	12 мкр.	-	+	+ Технические условия № 1493 от 10.11.2006 г. «На газоснабжение г. Тобольска, 12 мкр.»	+
2	16 мкр.	Планируется	+	+ Источником газоснабжения - действующий стальной подземный газопровод «Распределительный газопровод высокого давления в районе д. Защитино (кооп. «Строитель»)	+
3	18 мкр.	-	+	+ Газоснабжение в соответствии с техническими условиями № 250 от 12.12.2006г., от распределительного газопровода высокого давления газоснабжения поселка усадебного типа ПО «Сургутгазпром»	+
4	19 мкр.	-	+	+ Источником газоснабжения является действующий стальной подземный газопровод «Распределительный газопровод высокого давления в районе д. Защитино (кооп. «Строитель»)	+
5	Защитино	-	+	+ Газоснабжение микрорайона Защитино (юг) осуществляется, в соответствии с техническими условиями № 252 от 12.12.2006, от существующего газопровода «12 мкр.-Тобольский хлебозавод»	+
6	мкр. Иртышский	-	+	+ +	+
7	п. Сумкино	+	-	+ Источником газоснабжения является действующий подземный газопровод «Тюменская область, г. Тобольск, трубопровод газоснабжения отвод на п. Сумкино»	+
8	Мкр. Менделеево	+	-	+ Сети газоснабжения подключены к сетям газораспределения высокого давления	+

№ п/п	Микрорайон	Критерии децентрализации			
		Наличие возможности подключения к сетям централизованного теплоснабжения		Целесообразность газоснабжения	
		наличие (+)/ отсутствие (-) магистральных и распределительных сетей теплоснабжения	наличие (+)/ отсутствие (-) резерва мощности источника	наличие газопроводов	целесообразность
9	Подгорная часть	+ - (на территориях усадебной застройки отсутствует)	-	Планируется строительство распределительных сетей	+

В результате анализа определено, что районы перспективной усадебной застройки не обеспечены тепловыми сетями, при этом существует возможность подключения к сетям газоснабжения.

Для оценки целесообразности прокладки газопроводов проведены расчеты необходимого объема финансирования на реализацию мероприятий по строительству распределительных газопроводов и распределительных тепловых сетей (в расчете на 1 км сетей теплоснабжения и газоснабжения) с использованием укрупненных сметных норм в соответствии с Укрупненными нормативами цены строительства НЦС 81-02-13-2020. Сборник № 13. Наружные тепловые сети, утвержденные Приказом Минстроя России от 30.12.2019 № 916/пр., Укрупненными нормативами цены строительства НЦС 81-02-15-2020. Сборник № 15. Наружные сети газоснабжения, утвержденные Приказом Минстроя России от 19.12.2019 № 825/пр., и с учетом «Методических рекомендаций по применению государственных сметных нормативов – укрупненных нормативов цены строительства различных видов объектов капитального строительства непромышленного назначения и инженерной инфраструктуры», утв. Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 28.08.2014 № 506/пр. (табл. 84).

Таблица 84

Сравнительный анализ объемов финансирования на реализацию мероприятий по строительству распределительных газопроводов и распределительных тепловых сетей (в расчете на 1 км сетей теплоснабжения и газоснабжения)

Вид системы	Протяженность, м	Диаметр, мм	Вид прокладки, код	Стоимость, тыс. руб. (в ценах 2020 г.) (с НДС)
Сети теплоснабжения	1 000	мин Ду 80	Надземная	21 642,57
			13-06-002-01	
	1 000		Подземная бесканальная	16 943,03
			13-05-003-01	
	1 000		Подземная канальная	16 768,83
			13-02-003-01	
Сети газоснабжения	1 000	мин Ду 50	Сталь подземная	1 733,98
			15-01-001-01	
	1 000	мин Ду 50	Сталь надземная	1 512,28
	1 000	мин Ду 63	Полиэтилен, подземная	1 255,04

В результате расчетов получено, что расходы на строительство сетей теплоснабжения в 9-14 раз (в зависимости от вида прокладки) превышают расходы на строительство сетей газоснабжения для обеспечения тепловой энергией индивидуальных жилых домов.

Таким образом, развитие децентрализованного теплоснабжения рекомендовано для усадебной застройки Нагорной части (мкр. 12, 16, 18, 19, мкр. «Защитино»), Подгорной части, мкр. Иртышский, п. Сумкино, ТО Левобережье, мкр. Менделеево, пер. Вертолетного в связи с тем, что прокладка газопровода экономически и с учетом влияния на окружающую среду более целесообразна.

На этот же вид отопления и горячего водоснабжения предлагается постепенный перевод существующей усадебной застройки (на расчетный срок – 80% усадебной застройки).

Таким образом, индивидуальные источники тепловой энергии используются для отопления и подогрева воды в частном малоэтажном жилищном фонде; для малоэтажных (до трех этажей) блокированных жилых домов (таунхаусов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,01 Гкал/ч/га; для социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей), планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения.

В качестве индивидуальных источников применяются бытовые котлы на газовом топливе, электронагревательные установки, печное отопление. Для обеспечения индивидуального теплоснабжения используется природный газ.

Предлагается постепенный перевод существующей усадебной застройки на индивидуальное отопление и горячее водоснабжение (на расчетный срок – 80% усадебной застройки).

13. Теплоснабжение промышленных потребителей сохранится от собственных котельных. Отопление отдельных общественных и торговых зданий, удаленных от теплоисточников, предусматривается от собственных котельных либо электрических потолочных теплоизлучателей, управляемых термостатами. Удельный расход электроэнергии для этого вида обогревателей 100-150 Вт/м².

14. Приобретение передвижных мобильных котельных для обеспечения потребителей первой категории в аварийном режиме.

5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования

В качестве технико-экономического сравнения вариантов перспективного развития системы теплоснабжения в Нагорной части города Тобольска принята стоимость реализации мероприятий (табл. 85). На 2026-2027 гг. запланированы проектные и изыскательские работы, на 2028-2032 гг. – строительно-монтажные работы.

5.3 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения, и индикаторов развития систем теплоснабжения муниципального образования

Основным вариантом развития системы теплоснабжения в Нагорной части города Тобольска принят второй вариант – строительство реверсивного третьего трубопровода от Тобольской ТЭЦ до ГК-1.

Мастер-план вариантов развития системы теплоснабжения в Нагорной части г. Тобольска

№№	Наименование варианта	Ед. изм.		Необходимые капитальные затраты по годам реализации (без НДС), тыс. руб. (в ценах соответствующих лет)							Всего (2026- 2032 гг.) без НДС, тыс. руб.
				2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	
1	Первый вариант. Строительство подающего и обратного трубопроводов от Тобольской ТЭЦ до ГК-1, в т.ч. ПСД	мм / км	1000 / 19	14 210	14 810	555 205	577 251	600 198	624 043	648 789	3 034 507
2	Второй вариант. Строительство реверсивного третьего трубопровода от Тобольской ТЭЦ до ГК-1, в т.ч. ПСД	мм / км	1000 / 9,5	7 105	7 405	277 603	288 626	300 099	312 022	324 395	1 517 253

Книга 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

6.1 Расчетная величина нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения – расчетная величина плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии

Перспективные объемы теплоносителя, необходимые для передачи теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя, прогнозировались исходя из следующих условий:

- регулирование отпуска тепловой энергии в тепловые сети в зависимости от температуры наружного воздуха принято по отопительно-вентиляционной нагрузке с качественным методом регулирования с расчетными параметрами теплоносителя;

- расчетный расход теплоносителя в тепловых сетях изменяется с темпом присоединения суммарной тепловой нагрузки и с учетом реализации мероприятий по наладке режимов в системе транспорта теплоносителя.

Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения принимался в соответствии со СП 124.13330.2012:

- в закрытых системах теплоснабжения – 0,75% фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий.

Максимальная подпитка тепловой сети на компенсацию потерь теплоносителя в эксплуатационном режиме принята равной сумме часового расхода воды на заполнение наибольшего диаметра секционного участка тепловой сети (по табл. 3 СП 124.13330.2012 актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети») и часовой подпитки тепловой сети.

Внутренние объемы системы теплоснабжения определены расчетным путем по удельным объемам воды в радиаторах чугунных высотой 500 мм и калориферах отопительно-вентиляционных, по присоединенной расчетной отопительно-вентиляционной нагрузке, по «Методическим указаниям по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды» (СО 153-34.20.523(4)-2003 Москва 2003).

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя (теплоноситель – вода) относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;

- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального эксплуатационного режима, а также сверхнормативные потери в нормируемую утечку не включались.

В соответствии с п. 6.17 СП 124.13330.2012 для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах в зоне действия источников тепловой энергии отражены в таблице 86.

Таблица 86

Баланс производительности водоподготовительных установок в системе теплоснабжения города Тобольска

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2032 г.
Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038
Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	2,915	2,933	2,933	2,933	2,933	2,933	2,933
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	2,915	2,933	2,933	2,933	2,933	2,933	2,933
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,410	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413
Котельная № 4, ул. Мира, 76								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	1,549	1,777	1,777	1,777	1,777	1,777	1,777
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	1,549	1,777	1,777	1,777	1,777	1,777	1,777
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,8
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,207	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239
Котельная № 5, ул. Ленина, 72а								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	1,159	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,189
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	1,159	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,189
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,160	0,163	0,163	0,163	0,163	0,163	0,165
Котельная № 6, ул. 2-я Вокзальная, 22								

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2032 г.
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	2,554	2,554	2,554	2,554	2,554	2,554	2,554
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	2,554	2,554	2,554	2,554	2,554	2,554	2,554
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,359	0,359	0,359	0,359	0,359	0,359	0,359
Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,000
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,000
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,0204	0,0204	0,0204	0,0204	0,0204	0,0204	0,0000
Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	2,524	2,524	2,524	2,524	2,524	2,524	2,524
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	2,524	2,524	2,524	2,524	2,524	2,524	2,524
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342
Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	1,336	1,348	1,348	1,348	1,348	1,348	0,000
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	1,336	1,348	1,348	1,348	1,348	1,348	0,000
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,187	0,188	0,188	0,188	0,188	0,188	0,000
Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	3,325	3,325	3,325	3,325	3,325	3,325	3,325
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	3,325	3,325	3,325	3,325	3,325	3,325	3,325
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2032 г.
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449	0,449
Котельная № 12, ул. Ленина, 90а								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	-0,106
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	0,108	-0,106
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	-0,015
Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019
Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	9,6
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,463	0,589
Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,944	0,944	0,944	0,944	0,944	0,944	0,944
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,944	0,944	0,944	0,944	0,944	0,944	0,944
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129	0,129
Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16								

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2032 г.
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,788	0,788	0,788	0,788	0,788	0,788	0,788
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,788	0,788	0,788	0,788	0,788	0,788	0,788
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113
Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054
Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	1,690	1,690	1,690	1,690	1,690	0,447	0,000
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	1,690	1,690	1,690	1,690	1,690	0,447	0,000
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,238	0,238	0,238	0,238	0,238	0,065	0,000
Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	1,189	1,189	1,189	1,189	1,189	1,189	1,189
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	1,189	1,189	1,189	1,189	1,189	1,189	1,189
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164
Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в,								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	5,908	5,908	5,908	5,908	5,908	5,908	5,908
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	5,908	5,908	5,908	5,908	5,908	5,908	5,908
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2032 г.
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,784	0,784	0,784	0,784	0,784	0,784	0,784
Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50,								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	10,366	10,366	10,366	10,366	10,366	10,366	10,366
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	10,366	10,366	10,366	10,366	10,366	10,366	10,366
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	69,5	69,5	69,5	69,5	69,5	69,5	69,5
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	1,413	1,413	1,413	1,413	1,413	1,413	1,413
Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а,								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а,								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086	0,086
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в,								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,000
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,207	0,000
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028	0,000
Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3,								

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2032 г.
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146	0,146
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в,								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,428	0,428	0,428	0,428	0,428	0,428	0,428
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,428	0,428	0,428	0,428	0,428	0,428	0,428
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058
Котельная № 31, ул. Ленина, 26б,								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133	0,000
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133	0,133	0,000
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,000
Тобольская ТЭЦ								
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м ³	1145,00	1026,89	932,448	856,853	796,434	748,198	652,438
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м ³	550,243	551,086	551,804	552,337	552,822	553,308	554,993
сверхнормативный расход воды	тыс. м ³	0	0	0	0	0	0	0
Расход воды на ГВС ¹²	тыс. м ³	594,757	475,806	380,644	304,516	243,612	194,89	97,44
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м ³	77,145	77,236	77,314	77,371	77,424	77,477	77,659

¹² С учётом планируемого перехода на закрытую систему горячего водоснабжения

6.2 Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения

В расчетах принято, что к 2032 г. 70% потребителей в зоне действия открытой системы теплоснабжения будут переведены на закрытую схему горячего водоснабжения. При этом в расчетах учтено, что при переходе на закрытую схему теплоснабжения поток тепловой энергии для обеспечения горячего водоснабжения несколько увеличится и сократится только подпитка тепловой сети в размере теплоносителя, потребляемого на нужды горячего водоснабжения (табл. 87).

6.3 Сведения о наличии баков-аккумуляторов

Информация по бакам-аккумуляторам на котельных города Тобольска отражена в таблице 87.

6.4 Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии

Нормативные и фактические (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовые расходы подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии города Тобольска представлены в таблице 87.

6.5 Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения города Тобольска представлен в таблице 87.

Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

За период с момента утверждения ранее актуализированной Схемы теплоснабжения города Тобольска произошли изменения в части объемов сетей и систем потребления.

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения города Тобольска

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
		оценка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55												
Производительность ВПУ	т/ч	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Срок службы	лет	17	18	19	20	21	22	1	2	3	4	5
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130	0,130
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114
Доля резерва	%	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8	45,8
Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б												
Производительность ВПУ	т/ч	3,995	3,995	3,995	3,995	3,995	3,995	3,995	3,995	3,995	3,995	3,995
Срок службы	лет	8	9	10	11	12	13	14	1	2	3	4
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,094	2,103	2,103	2,103	2,103	2,103	2,103	2,103	2,103	2,103	2,103
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,516	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,464	0,467	0,467	0,467	0,467	0,467	0,467	0,467	0,467	0,467	0,467
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,516	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,516	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	2,074	2,084	2,084	2,084	2,084	2,084	2,084	2,084	2,084	2,084	2,084
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	3,049	3,046	3,046	3,046	3,046	3,046	3,046	3,046	3,046	3,046	3,046
Доля резерва	%	76,3	76,2	76,2	76,2	76,2	76,2	76,2	76,2	76,2	76,2	76,2
Котельная № 4, ул. Мира, 7б												
Производительность ВПУ	т/ч	3,277	3,277	3,277	3,277	3,277	3,277	3,277	3,277	3,277	3,277	3,277
Срок службы	лет	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	1
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,069
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,150	1,273	1,273	1,273	1,273	1,273	1,273	1,273	1,273	1,273	1,348

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
		оценка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,274	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,195	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230	0,230
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,274	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,274	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314	0,314
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,322
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,138	1,261	1,261	1,261	1,261	1,261	1,261	1,261	1,261	1,261	1,333
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,743	2,703	2,703	2,703	2,703	2,703	2,703	2,703	2,703	2,703	2,641
Доля резерва	%	83,7	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	80,6
Котельная № 5, ул. Ленина, 72а												
Производительность ВПУ	т/ч	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057	2,057
Срок службы	лет	8	9	10	11	12	13	1	2	3	4	5
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,723	0,733	0,733	0,733	0,733	0,733	0,741	0,741	0,741	0,741	0,741
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,205	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,172	0,175	0,175	0,175	0,175	0,175	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,205	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,205	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,080	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,720	0,729	0,729	0,729	0,729	0,729	0,738	0,738	0,738	0,738	0,738
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,772	1,769	1,769	1,769	1,769	1,769	1,765	1,765	1,765	1,765	1,765
Доля резерва	%	86,1	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	85,8	85,8	85,8	85,8	85,8
Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22												
Производительность ВПУ	т/ч	1,596	1,596	1,596	1,596	1,596	1,596	1,596	1,596	1,596	1,596	1,596
Срок службы	лет	13	14	15	16	17	18	1	2	3	4	5
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,054	2,054	2,054	2,054	2,054	2,054	2,054	2,054	2,054	2,054	2,054
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,404	0,404	0,404	0,404	0,404	0,404	0,404	0,404	0,404	0,404	0,404
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452	0,452
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560	0,560
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	2,028	2,028	2,028	2,028	2,028	2,028	2,028	2,028	2,028	2,028	2,028
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584
Доля резерва	%	36,6	36,6	36,6	36,6	36,6	36,6	36,6	36,6	36,6	36,6	36,6

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
		оценка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11												
Производительность ВПУ	т/ч	1,784	1,784	1,784	1,784	1,784	1,784	1,784	1,784	1,784	-	-
Срок службы	лет	17	18	19	20	1	2	3	4	5	-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	-	-
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	-	-
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	-	-
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755	-	-
Доля резерва	%	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	98,4	-	-
Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в												
Производительность ВПУ	т/ч	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121	1,121
Срок службы	лет	5	6	7	8	9	1	2	3	4	5	6
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335	0,335
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447	0,447
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366	1,366
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,674	0,674	0,674	0,674	0,674	0,674	0,674	0,674	0,674	0,674	0,674
Доля резерва	%	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1
Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а												
Производительность ВПУ	т/ч	2,716	2,716	2,716	2,716	2,716	2,716	2,716	2,716	2,716	-	-
Срок службы	лет	1	2	3	4	5	6	7	8	9	-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	-	-
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,795	0,801	0,801	0,801	0,801	0,801	0,801	0,801	0,801	-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,236	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	-	-
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209	0,209	-	-

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г. оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,236	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	-	-
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,236	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,792	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	0,799	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,420	2,417	2,417	2,417	2,417	2,417	2,417	2,417	2,417	-	-
Доля резерва	%	89,1	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0	89,0	-	-
Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в												
Производительность ВПУ	т/ч	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76
Срок службы	лет	5	6	7	8	9	10	11	1	2	3	4
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,799	1,799	1,799	1,799	1,799	1,799	1,799	1,799	1,799	1,799	1,799
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170	1,170
Доля резерва	%	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5
Котельная № 12, ул. Ленина, 90а												
Производительность ВПУ	т/ч	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	-	-	-	-	-	-
Срок службы	лет	17	18	19	20	21	-	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	-	-	-	-	-	-
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	-	-	-	-	-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	-	-	-	-	-	-
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	-	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	-	-	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	-	-	-	-	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	-	-	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	-	-	-	-	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	87,8	87,8	87,8	87,8	87,8	-	-	-	-	-	-
Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36												
Производительность ВПУ	т/ч	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Срок службы	лет	13	14	15	16	17	18	19	20	1	2	3

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г. оценка	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в												
Производительность ВПУ	т/ч	7,439	7,439	7,439	7,439	7,439	7,439	7,439	7,439	7,439	7,439	7,439
Срок службы	лет	13	14	15	16	17	18	1	2	3	4	5
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	3,018	3,018	3,018	3,018	3,018	3,018	4,370	4,370	4,370	4,370	4,370
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,593	0,593	0,593	0,593	0,593	0,593	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,493	0,493	0,493	0,493	0,493	0,493	0,647	0,647	0,647	0,647	0,647
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,593	0,593	0,593	0,593	0,593	0,593	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,593	0,593	0,593	0,593	0,593	0,593	0,747	0,747	0,747	0,747	0,747
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	1,004	1,004	1,004	1,004	1,004	1,004	1,739	1,739	1,739	1,739	1,739
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	2,972	2,972	2,972	2,972	2,972	2,972	4,290	4,290	4,290	4,290	4,290
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	5,842	5,842	5,842	5,842	5,842	5,842	4,953	4,953	4,953	4,953	4,953
Доля резерва	%	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	66,6	66,6	66,6	66,6	66,6
Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в												
Производительность ВПУ	т/ч	4,388	4,388	4,388	4,388	4,388	4,388	4,388	4,388	4,388	4,388	4,388
Срок службы	лет	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097	1,097
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167	0,167
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
		оценка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,489	0,489	0,489	0,489	0,489	0,489	0,489	0,489	0,489	0,489	0,489
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,075	1,075	1,075	1,075	1,075	1,075	1,075	1,075	1,075	1,075	1,075
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	3,732	3,732	3,732	3,732	3,732	3,732	3,732	3,732	3,732	3,732	3,732
Доля резерва	%	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1
Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16												
Производительность ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0	0,621	0,621	0,621	0,621	0,621
Срок службы	лет	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557	0,557
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139	0,139
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109	0,109
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	0,373	0,373	0,373	0,373	0,373
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в												
Производительность ВПУ	т/ч	7,732	7,732	7,732	7,732	7,732	7,732	7,732	7,732	7,732	7,732	7,732
Срок службы	лет	13	14	15	16	17	1	2	3	4	5	6
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	7,656	7,656	7,656	7,656	7,656	7,656	7,656	7,656	7,656	7,656	7,656
Доля резерва	%	99,015	99,015	99,015	99,015	99,015	99,015	99,015	99,015	99,015	99,015	99,015
Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в												
Производительность ВПУ	т/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	-	-	-	-	-	-
Срок службы	лет	13	14	15	16	17	-	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
		оценка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,797	1,797	1,797	1,797	1,797	-	-	-	-	-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,299	0,299	0,299	0,299	0,299	-	-	-	-	-	-
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,270	0,270	0,270	0,270	0,270	-	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,299	0,299	0,299	0,299	0,299	-	-	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,299	0,299	0,299	0,299	0,299	-	-	-	-	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,735	0,735	0,735	0,735	0,735	-	-	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,763	1,763	1,763	1,763	1,763	-	-	-	-	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7	-	-	-	-	-	-
Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16												
Производительность ВПУ	т/ч	2,716	2,716	2,716	2,716	2,716	2,716	2,716	2,716	2,716	2,716	2,716
Срок службы	лет	2	3	4	5	1	2	3	4	5	6	7
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,904	0,904	0,904	0,904	0,904	0,904	0,904	0,904	0,904	0,904	0,904
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172	0,172
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217	0,217
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,894	0,894	0,894	0,894	0,894	0,894	0,894	0,894	0,894	0,894	0,894
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289	2,289
Доля резерва	%	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3
Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в												
Производительность ВПУ	т/ч	30,355	30,355	30,355	30,355	30,355	30,355	30,355	30,355	30,355	30,355	30,355
Срок службы	лет	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	3,197	3,197	3,197	3,197	3,197	3,197	3,197	3,197	3,197	3,197	3,197
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,708	0,708	0,708	0,708	0,708	0,708	0,708	0,708	0,708	0,708	0,708
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045	1,045
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
		оценка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	3,199	3,199	3,199	3,199	3,199	3,199	3,199	3,199	3,199	3,199	3,199
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308	29,308
Доля резерва	%	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5
Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50												
Производительность ВПУ	т/ч	39,683	39,683	39,683	39,683	39,683	39,683	39,683	39,683	39,683	39,683	39,683
Срок службы	лет	15	16	17	18	19	20	21	22	23	1	2
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	20,642	20,642	20,642	20,642	20,642	20,642	20,642	20,642	20,642	20,642	20,642
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428	1,428
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834	1,834
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	12,527	12,527	12,527	12,527	12,527	12,527	12,527	12,527	12,527	12,527	12,527
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	20,066	20,066	20,066	20,066	20,066	20,066	20,066	20,066	20,066	20,066	20,066
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	25,321	25,321	25,321	25,321	25,321	25,321	25,321	25,321	25,321	25,321	25,321
Доля резерва	%	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8
Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а												
Производительность ВПУ	т/ч	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
Срок службы	лет	5	6	7	8	9	10	11	12	13	1	2
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Доля резерва	%	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а												
Производительность ВПУ	т/ч	5,131	5,131	5,131	5,131	5,131	5,131	5,131	5,131	5,131	5,131	5,131
Срок службы	лет	18	19	20	21	22	23	24	25	26	1	2
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
		оценка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046	0,046
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	5,116	5,116	5,116	5,116	5,116	5,116	5,116	5,116	5,116	5,116	5,116
Доля резерва	%	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7
Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в												
Производительность ВПУ	т/ч	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47
Срок службы	лет	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	-	-
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	-	-
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	0,114	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	0,431	-	-
Доля резерва	%	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	91,8	-	-
Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3												
Производительность ВПУ	т/ч	0	0	0	0	0	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194
Срок службы	лет	21	22	23	24	25	1	2	3	4	5	6
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
		оценка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	-0,028	-0,028	-0,028	-0,028	-0,028	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166	0,166
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4
Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в												
Производительность ВПУ	т/ч	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234	0,234
Срок службы	лет	13	14	15	16	17	18	19	20	1	2	3
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055	0,055
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232	0,232
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158
Доля резерва	%	67,6	67,6	67,6	67,6	67,6	67,6	67,6	67,6	67,6	67,6	67,6
Котельная № 31, ул. Ленина, 26б												
Производительность ВПУ	т/ч	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-
Срок службы	лет	18	19	20	21	22	23	24	25	26	-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	-	-
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	-	-
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	-	-
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	0,024	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	-	-
Доля резерва	%	76,4	76,4	76,4	76,4	76,4	76,4	76,4	76,4	76,4	-	-
Итого город Тобольск												
Производительность ВПУ	т/ч	120,302	120,302	120,302	120,302	120,302	120,496	117,649	117,649	117,649	117,649	112,579
Нагрузка (отопление и вентиляция, ГВС)	Гкал/ч	55,172	55,465	55,465	55,465	55,465	54,260	54,260	54,260	54,260	51,790	51,790
Объем системы ТС в отопительный период	м ³	2985,33	3005,24	3005,24	3005,24	3005,24	2900,03	2938,96	2938,96	2938,96	2802,37	2805,52
Объем сетей	м ³	2339,82	2356,30	2356,30	2356,30	2356,30	2265,19	2304,11	2304,11	2304,11	2196,43	2199,57
Увеличение объема сети	м ³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	63,49	0,00	0,00	0,00	-3,15
Объем системы потребителей	м ³	645,52	648,94	648,94	648,94	648,94	634,84	634,84	634,84	634,84	605,94	605,94

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
		оценка	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
Объем системы ТС в неотапительный период	м ³	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Среднегодовой объем сетей	м ³	1889,35	1901,95	1901,95	1901,95	1901,95	1835,36	1860,00	1860,00	1860,00	1773,55	1775,55
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м ³	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	42,357	42,507	41,410	42,507	42,507	41,718	42,010	42,010	42,010	40,985	41,009
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	7,322	7,370	7,370	7,370	7,370	7,112	7,208	7,208	7,208	6,873	6,881
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	5,738	5,779	5,779	5,779	5,779	5,555	5,651	5,651	5,651	5,387	5,394
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	7,322	7,370	7,370	7,370	7,370	7,112	7,208	7,208	7,208	6,873	6,881
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	7,322	7,370	7,370	7,370	7,370	7,112	7,208	7,208	7,208	6,873	6,881
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	16,644	16,644	16,644	16,644	16,644	16,644	16,644	16,644	16,644	16,644	16,643
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	41,596	41,745	41,745	41,745	41,745	40,956	41,248	41,248	41,248	40,224	40,247
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	96,337	96,288	96,288	96,288	96,288	96,740	93,797	93,797	93,797	94,132	89,055
Доля резерва	%	80,1	80,0	80,0	80,0	80,0	80,3	79,7	79,7	79,7	80,0	79,1

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

В соответствии с требованиями действующего законодательства, в рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрены следующие мероприятия:

- проведение технического обследования и технической инвентаризации источников теплоснабжения, сетей и сооружений на них с целью формирования технической документации, содержащей актуальные данные о фактических характеристиках и состоянии объектов системы теплоснабжения;

- проведение технического освидетельствования котельного оборудования в соответствии с приказом Ростехнадзора от 25.03.2014 № 116 «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

При обосновании предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии в рамках схемы теплоснабжения города учтены:

- покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью;
- определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке;

- определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

Варианты развития системы теплоснабжения обоснованы в Мастер-плане (Книга 5).

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии представлен в Приложении 1.

7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Организация централизованного и индивидуального теплоснабжения осуществляется в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и Правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 05.07.2018 № 787 «О подключении (технологическом присоединении) к системам теплоснабжения, недискриминационном доступе к услугам в сфере теплоснабжения, изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (вместе с «Правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения», «Правилами недискриминационного доступа к услугам по передаче тепловой энергии, теплоносителя»), и иными действующими нормативными правовыми актами Российской Федерации, Тюменской области и г. Тобольска.

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрено:

- централизованное теплоснабжение в районах высокоплотной и среднеплотной многоэтажной застройки (многоквартирные жилые дома);

- использование индивидуальных источников тепловой энергии для отопления и подогрева воды в частном малоэтажном жилищном фонде, в районах индивидуальной малоэтажной застройки (усадебная застройка).

В рамках реализации Схемы теплоснабжения по расчетным элементам территориального деления предусмотрено развитие системы теплоснабжения, в т. ч.:

– теплоснабжение Нагорной части г. Тобольска от Тобольской ТЭЦ, теплоснабжение остальных районов от локальных котельных;

– в Подгорной части на расчетный срок – централизованное теплоснабжение многоквартирных домов и общественных зданий от действующих котельных (9 ед.). Предусмотрено сохранение теплоснабжения в зоне действия котельных №№ 6, 13, 17, 24, 25, 29 и переключение нагрузки потребителей на втором этапе в зоне действия котельных №№ 8, 10, 27, 31 на котельную № 4; котельной № 12 на котельную № 5, котельной № 18 на котельную № 14;

– предусмотрено техническое перевооружение котельных №№ 2, 3, 6, 8, 9, 11, 13, 15, 16, 17, 19, 20, 22, 24, 25, 28, 29;

– переключение потребителей котельной для объектов мкр. Панин Бугор на новую локальную котельную на первом этапе;

– отопление и горячее водоснабжение новой коттеджной и усадебной застройки от индивидуальных отопительных двухконтурных котлов;

– теплоснабжение промышленных потребителей сохранится от собственных котельных. Отопление отдельных общественных и торговых зданий, удаленных от теплоисточников, предусматривается от собственных котельных либо электрических потолочных теплоизлучателей, управляемых термостатами. Удельный расход электроэнергии для этого вида обогревателей 100-150 Вт/м²;

– приобретение передвижных мобильных котельных для обеспечения потребителей первой категории в аварийном режиме.

Организация поквартирного отопления в рамках реализации Схемы теплоснабжения не планируется.

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

Генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, на территории города Тобольска отсутствуют.

7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период)

Генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, на территории города Тобольска отсутствуют.

7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Источником комбинированной выработки тепла и электроэнергии в городе Тобольске является Тобольская ТЭЦ.

Предложения по новому строительству генерирующих мощностей (с мощностью более 25 МВт) с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения теплоснабжения потребителей возможны только в случае утвержденных решений по строительству генерирующих мощностей в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики». На основании вышеуказанного документа, ОАО «СО ЕЭС» совместно с ОАО «ФСК ЕЭС» разработана «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2013 – 2019 годы». Общий сценарий развития электроэнергетики России был спрогнозирован Агентством по прогнозированию балансов в электроэнергетике Минэнерго РФ в работе «Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года».

Также территория города Тобольска включена в Схему и программу развития электроэнергетики Тюменской области на 2016-2020 годы, утв. Распоряжением Правительства Тюменской области от 03.07.2015 г. № 903-рп.

Указанные выше документы не предусматривают строительство новых источников комбинированной выработки с мощностью более 25 МВт на территории города Тобольска. Таким образом, нормативная база, необходимая для предложения нового источника тепловой энергии с мощностью более 25 МВт с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, отсутствует.

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок с мощностью более 25 МВт не планируется.

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

Анализ работы Тобольской ТЭЦ определил отсутствие дефицита мощности источника при подключении перспективной нагрузки.

Реконструкция действующего источника тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок не планируется.

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

Переоборудование котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок, на территории города Тобольска не предусмотрено.

7.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

В Подгорной части на расчетный срок – централизованное теплоснабжение многоквартирных домов и общественных зданий от действующих котельных (9 ед.). Предусмотрено сохранение теплоснабжения в зоне действия котельных №№ 6, 13, 17, 24, 25, 29 и переключение нагрузки потребителей на втором этапе реализации Схемы теплоснабжения в зоне

действия котельных №№ 8, 10, 27, 31 на котельную № 4; котельной № 12 на котельную № 5, котельной № 18 на котельную № 14.

Перераспределение нагрузок между котельными №№ 4, 8, 10, 27, 31 (присоединение к котельной № 4 потребителей котельных № 8, № 27, № 10, № 31) (рис. 17).

Суммарная присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии составит 6,559 Гкал/ч, при установленной тепловой мощности котельной № 4 – 10 Гкал/ч (после реконструкции).

Для реализации мероприятия необходимо строительство 655 м сетей диаметром 150-200 мм и реконструкция 1225 м сетей диаметром 70-200 мм.

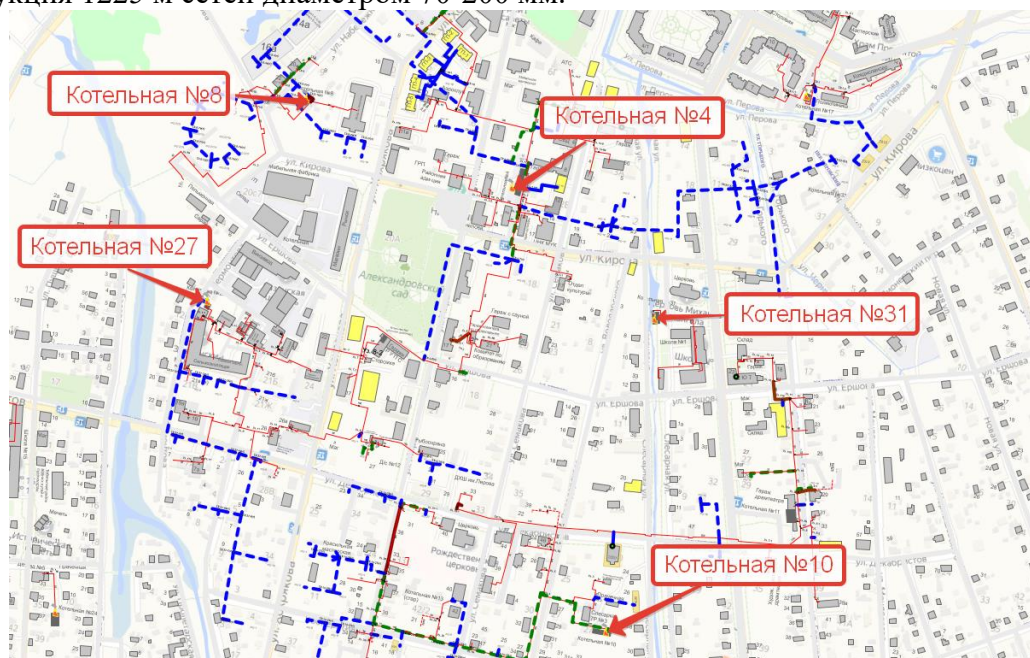


Рисунок 17. Перераспределение нагрузок между котельными №№ 4, 8, 10, 27, 31

Перераспределение нагрузки между котельными № 5 и № 12 (присоединение к котельной № 5 потребителей котельной № 12) (рис. 18).

Суммарная присоединенная нагрузка с учетом потерь составит 1,623 Гкал/ч, при установленной тепловой мощности котельной № 5 – 4,3 Гкал/ч.

Для реализации мероприятия необходимо строительство 170 м сетей диаметром 100 мм и реконструкция 300 м сетей диаметром 150 мм.

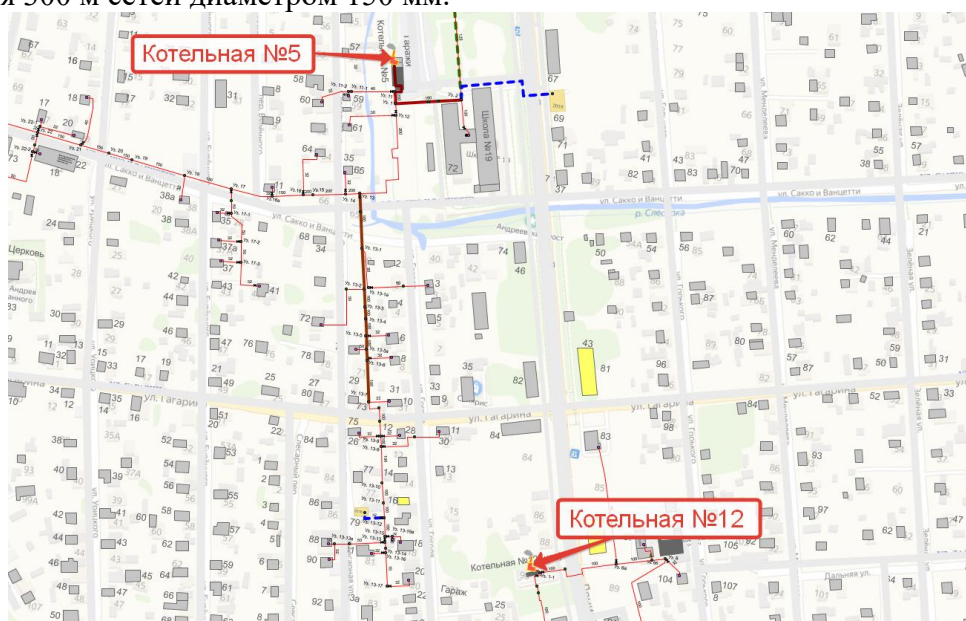


Рисунок 18. Перераспределение нагрузки между котельными № 5 и № 12

Перераспределение нагрузки между котельными № 14 и № 18 (присоединение к котельной № 14 потребителей котельной № 18) (рис. 19).

Суммарная присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии составит 4,69 Гкал/ч, при установленной тепловой мощности котельной № 14 – 8,26 Гкал/ч.

Для реализации мероприятия необходимо строительство 460 м сетей диаметром 200 мм и реконструкция 42 м сетей диаметром 100 мм.

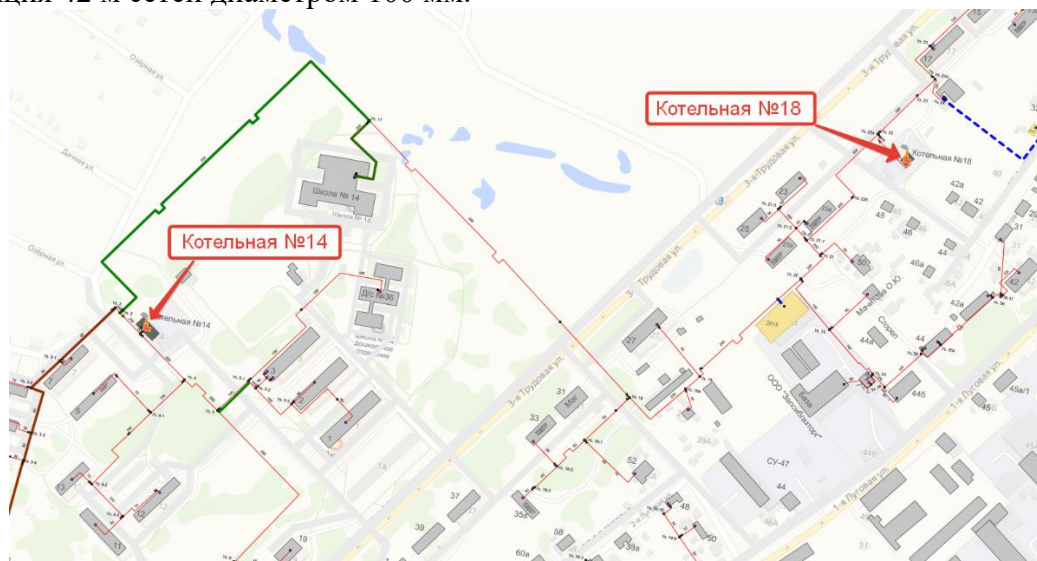


Рисунок 19. Перераспределение нагрузки между котельными № 14 и № 18

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

Для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок предусмотрено строительство Городской насосной станции.

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

Предусмотрено расширение зоны действия Тобольской ТЭЦ с подключением всех новых микрорайонов Нагорной части г. Тобольска. Перспективная нагрузка новых микрорайонов 36,3 Гкал/ч.

Дополнительное подключение нагрузки Подгорной части г. Тобольска к Тобольской ТЭЦ не предусматривается в связи с нахождением потребителей за пределами радиуса эффективного теплоснабжения источника и значительных расходов на переключение нагрузки, источник финансирования которых не может быть определен.

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

Вывод из эксплуатации – окончательная остановка работы источников тепловой энергии и тепловых сетей, которая осуществляется в целях их ликвидации или консервации на срок более одного года.

Принятие окончательного решения о выводе из эксплуатации осуществляется по согласованию с органом местного самоуправления в соответствии с Правилами вывода в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей, утв. Постановлением Правительства РФ от 06.09.2012 № 889 «О выводе в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей».

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрены следующие мероприятия:

- вывод из эксплуатации (консервация) котельных №№ 8, 10, 27, 31;
- вывод из эксплуатации (консервация) котельной №12;
- вывод из эксплуатации (консервация) котельной №18;
- переключение нагрузок потребителей котельных №№ 8, 10, 27, 31; 12; 18 на котельные №№ 4, 5, 14;
- установка системы диспетчеризации;
- установка приборов учета тепловой энергии.

Главной целью реализации предлагаемых мероприятий является повышение эффективности теплоснабжения потребителей, обеспечение безопасности и надежности эксплуатации системы теплоснабжения.

7.11 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки муниципального образования малоэтажными жилыми зданиями

Развитие децентрализованного теплоснабжения рекомендовано при отсутствии резервов по теплоснабжению, при нецелесообразности прокладки теплотрасс (в случае, если объект расположен за пределами радиуса эффективного теплоснабжения источника), при строительстве и реконструкции объектов на территории, где бесканальная прокладка газопровода экономически и с учетом влияния на окружающую среду более целесообразна, чем строительство новой теплотрассы, и др.

В соответствии с Генеральным планом и утвержденными проектами планировок г. Тобольска в зону действия индивидуальных источников тепловой энергии г. Тобольска в перспективном периоде включены районы с индивидуальной малоэтажной (усадебной) застройкой:

- усадебная застройка Подгорной части (кварталы 5, 6, 7, 17, 18, 20, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 36, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51) (за пределами расчетного срока);
 - усадебная застройка Нагорной части (мкр. 12, 16, 18, 19, микрорайон «Защитино»);
 - усадебная застройка мкр. Иртышский, п. Сумкино, ТО Левобережье, мкр. Менделеево.
- Обоснование организации индивидуального теплоснабжения отражено в Книге 5.

7.12 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения муниципального образования

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии, теплоносителя, присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения и распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии определены на основании спрогнозированного в Книге 2 прироста нагрузок потребителей и с учетом радиуса эффективного теплоснабжения.

Перспективный баланс тепловой мощности источников тепловой энергии, теплоносителя, присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города Тобольска и распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии до 2032 г. представлен в Книге 4.

7.13 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

К возобновляемым источникам энергии относятся: ветроэнергетика, гидроэнергетика, солнечная энергетика, биоэнергетика.

Действующие источники тепловой энергии, использующие возобновляемые энергетические ресурсы, на территории города Тобольска отсутствуют, в связи с чем не предусмотрена их реконструкция.

7.14 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории муниципального образования

По факту в 2014 г. ООО «Тобольск-Полимер» частично вырабатывал тепловую энергию на собственных производственных объектах, часть тепловой энергии, производимой на Тобольской ТЭЦ, приобретал у ООО «Тобольск-Нефтехим». Обеспечение теплофикационной водой комплекса принято от собственных пароводяных бойлеров.

Обеспечение предприятия ООО «Тобольск-Полимер» паром предусмотрено от собственной котельной с общей установленной мощностью 304,65 Гкал/ч.

В качестве альтернативного варианта предусмотрено обеспечение производств ООО «Тобольск-Полимер» паром и горячей водой от Тобольской ТЭЦ через теплосистему ООО «Тобольск-Нефтехим».

На интегрированном комплексе по производству полимеров ООО «ЗапСибНефтехим» («ЗапСиб-2») планируется обеспечение выпуска 2 млн. т полимеров в год.

Выработка тепловой энергии в виде пара, теплофикационной и горячей (ГВС) воды на собственные нужды предусмотрена от входящих в комплекс технологических установок (печи пиролиза - 9 ед., 124 МВт), бойлеров высокого (3 ед.) и среднего давлений (1 ед.), установки генерации пара (6 ед.) и водогрейных котлов (5 ед., 86 Гкал/час).

Станция Денисовка находится в Восточном промышленном районе города на расстоянии 9 км от Нагорного Тобольска. Через ст. Денисовка, расположенную на территории ООО «Тобольск-Нефтехим», проходят основные грузопотоки сырья и готовой продукции ООО «Тобольск-Нефтехим». Для обеспечения тепловых нагрузок зданий, проектируемых на ст. Денисовка, предусмотрено их подключение к действующим тепловым сетям ООО «Тобольск-Нефтехим» с нагрузкой 4,28 Гкал/ч.

Изменение нагрузки тепловой энергии по производственным предприятиям в зоне действия существующих производственных котельных не планируется.

Отопление отдельных торговых и производственных зданий, удаленных от теплоисточников, предусматривается от собственных котельных, либо электрических потолочных теплоизлучателей, управляемых термостатами. Удельный расход электроэнергии для этого вида обогревателей 100-150 Вт/м².

7.15 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

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

При определении максимального расстояния от источника тепловой энергии до перспективного потребителя необходимо использовать Методику определения радиуса эффективного теплоснабжения, утвержденную приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

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

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

Для определения возможности подключения перспективного объекта теплоснабжающей организации необходимо руководствоваться таблицей 88. В данной таблице представлен эффективный радиус теплоснабжения, то есть максимальное расстояние от котельной до перспективного потребителя (столбец 18), а также максимальная протяженность от точки подключения на существующих сетях до перспективного объекта в зависимости от его нагрузки (столбец 2-17). При превышении указанных величин подключение перспективного объекта

нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе теплоснабжения.

Значение радиуса эффективного теплоснабжения для промежуточных значений величин подключаемой нагрузки, не указанных в таблицах, может быть вычислено путем интерполяции.

Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение источников тепловой энергии

За период с момента утверждения ранее актуализированной Схемы теплоснабжения города Тобольска произошли изменения в части Инвестиционной программы АО «СУЭНКО» в сфере теплоснабжения г. Тобольска на 2017-2024 годы.

**Эффективный радиус теплоснабжения от точки подключения.
(Максимально допустимая протяженность тепловой сети от точки подключения до перспективного объекта
в зависимости от нагрузки, м)**

Нагрузка, Гкал/ч	0,005	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	Эффективный радиус теплоснабжения котельной, м	Наиболее удаленный потребитель, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Котельная №2 (п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55в)	3,3	41,7	73,7	103,0	120,0	149,8	179,7	185,8	212,4	238,5	265,0	240,0	261,5	283,1	304,5	325,4	384,2	60
Котельная №3 (мкр. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б)	3,8	47,6	84,2	117,6	137,0	171,1	205,1	212,2	242,5	272,3	302,6	274,0	298,5	323,2	347,6	371,5	1 037,5	1740
Котельная №4 (ул. Мира. 7б)	1,7	21,8	38,6	53,9	62,8	78,4	94,0	97,2	111,1	124,8	138,7	125,6	136,8	148,1	159,3	170,2	881,5	880
Котельная №5 (ул. Ленина, 72а)	4,4	56,2	99,5	139,1	162,0	202,3	242,5	250,9	286,7	322,0	357,8	324,0	353,0	382,2	411,0	439,3	1 014,5	1010
Котельная №6 (ул.2-я Вокзальная, 22)	4,7	59,8	105,8	147,8	172,2	215,1	257,8	266,7	304,8	342,4	380,4	344,4	375,3	406,3	437,0	467,0	901,7	900
Котельная №8 (ул. Набережная Кирова, 11)	0,5	6,4	11,3	15,8	18,4	23,0	27,6	28,5	32,6	36,6	40,7	36,9	40,2	43,5	46,8	50,0	806,1	490
Котельная №9 (п. Сумкино, ул. Гагарина, 2в)	3,6	46,0	81,4	113,8	132,5	165,5	198,4	205,3	234,6	263,5	292,8	265,1	288,8	312,7	336,3	359,4	900,0	630
Котельная №10 (ул. Володарского, уч. 27а)	6,4	80,6	142,7	199,4	232,2	290,0	347,7	359,6	411,0	461,7	513,0	464,5	506,0	547,9	589,3	629,7	1 046,1	1040
Котельная №11 (ул. Мира, в)	2,5	31,8	56,3	78,7	91,7	114,5	137,3	142,0	162,2	182,2	202,5	183,3	199,8	216,3	232,6	248,6	860,0	810
Котельная №12 (ул.Ленина, 90а)	7,0	89,0	157,5	220,1	256,3	320,1	383,8	397,0	453,7	509,7	566,3	512,7	558,6	604,8	650,5	695,2	845,4	410

Нагрузка, Гкал/ч	0,005	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	Эффективный радиус теплоснабжения котельной, м	Наиболее удаленный потребитель, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Котельная №13 (ул.3-я Речная, 3б)	2,1	26,5	46,9	65,6	76,4	95,4	114,4	118,3	135,2	151,9	168,8	152,8	166,5	180,3	193,9	207,2	352,5	90
Котельная №14 (мкр. "Южный", 7в)	3,6	45,5	80,6	112,6	131,1	163,8	196,4	203,1	232,1	260,7	289,7	262,3	285,8	309,4	332,8	355,7	926,1	1100
Котельная №15 (Левобережье, ул. Раздольная, 5в)	4,6	57,7	102,1	142,7	166,2	207,6	248,9	257,4	294,2	330,5	367,2	332,5	362,2	392,2	421,8	450,8	918,5	920
Котельная №16 (Дом отдыха ул. Крупской, уч. 1б)	4,8	61,1	108,1	151,1	176,0	219,8	263,6	272,6	311,6	350,0	388,8	352,1	383,6	415,3	446,7	477,4	759,0	370
Котельная №17 (ул. Р. Люксембург, 14в)	0,7	9,0	15,9	22,2	25,9	32,3	38,7	40,1	45,8	51,4	57,1	51,7	56,4	61,0	65,6	70,1	632,6	310
Котельная №18 (ул.3-я Трудовая, 19в)	5,1	64,5	114,1	159,4	185,7	231,9	278,0	287,6	328,7	369,2	410,2	371,4	404,6	438,1	471,2	503,5	959,0	970
Котельная №19 (м Левобережье, ул. Судостроителей, 1б)	3,7	47,1	83,4	116,5	135,7	169,5	203,2	210,1	240,2	269,8	299,7	271,4	295,7	320,1	344,3	368,0	966,5	790
Котельная №20 (Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в)	2,2	27,8	49,2	68,8	80,1	100,1	120,0	124,1	141,8	159,3	177,0	160,3	174,6	189,1	203,3	217,3	906,0	1420
Котельная №22 (мкр. Менделеево, уч. 50)	2,7	34,4	60,9	85,1	99,1	123,8	148,4	153,5	175,4	197,0	218,9	198,2	215,9	233,8	251,4	268,7	993,7	1540

Нагрузка, Гкал/ч	0,005	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	Эффективный радиус теплоснабжения котельной, м	Наиболее удаленный потребитель, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Котельная №24 (ул. Пушкина, 33а)	2,5	32,1	56,9	79,5	92,6	115,6	138,6	143,3	163,8	184,0	204,5	185,1	201,7	218,4	234,9	251,0	351,9	80
Котельная №25 (ул. Пушкина, 22а)	1,7	21,3	37,8	52,8	61,5	76,8	92,0	95,2	108,8	122,2	135,8	122,9	134,0	145,0	156,0	166,7	472,3	140
Котельная №27 (ул. Лермонтова, 5в)	2,2	27,8	49,1	68,6	80,0	99,9	119,7	123,8	141,5	159,0	176,6	159,9	174,2	188,6	202,9	216,8	624,9	450
Котельная №28 (Пионерная база, БСИ-2, квартал 3)	0,2	2,9	5,1	7,2	8,4	10,4	12,5	12,9	14,8	16,6	18,4	16,7	18,2	19,7	21,2	22,6	703,4	230
Котельная №29 (ул. Базарная площадь, 18в)	4,3	54,0	95,6	133,5	155,5	194,3	232,9	240,9	275,3	309,3	343,6	311,1	339,0	367,0	394,7	421,8	622,1	250
Котельная №31 (ул. Ленина, 26б)	1,1	14,0	24,8	34,6	40,3	50,4	60,4	62,5	71,4	80,2	89,1	80,7	87,9	95,1	102,3	109,4	505,8	230
Тобольская ТЭЦ	3,1	39,4	69,8	97,5	113,6	141,8	170,0	175,9	201,0	225,8	250,9	227,1	247,5	267,9	288,2	308,0	11 079,4	18240

Книга 8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей

В рамках реализации Схемы теплоснабжения, помимо строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них, также предусмотрена реализация следующих мероприятий по сетевому хозяйству:

- проведение технического обследования и технической инвентаризации источников, сетей и сооружений на них с целью формирования технической документации, содержащей актуальные данные о фактических характеристиках и состоянии объектов системы теплоснабжения;
- оформление бесхозных объектов недвижимого имущества системы теплоснабжения в муниципальную собственность;
- проведение ежегодных гидравлических испытаний сетей, испытаний на тепловые и гидравлические потери, на максимальную температуру теплоносителя;
- проведение инфракрасной аэрофотосъемки объектов системы теплоснабжения;
- выполнение гидравлического расчета с учетом перевода на закрытую систему горячего водоснабжения, с разработкой оптимального режима работы тепловой сети от ПНС с определением величины спрямления сетевой воды в сезон положительных температур.

Перечень мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них представлен в Приложении 1.

8.1 Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов), не планируется.

8.2 Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах муниципального образования

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрено новое строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах под жилищную, комплексную и производственную застройку.

Сводные затраты на строительство тепловых сетей, предлагаемых к строительству для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах города Тобольска представлены в Приложении 1.

В 2023 году запланировано строительство сетей для подключения перспективных потребителей. Перечень потребителей с перспективной нагрузкой представлен в таблице 89.

Таблица 89

Перечень потребителей с перспективной нагрузкой

№ п/п	Наименование мероприятия	Описание и место расположения объектов	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Нагрузка, Гкал/ч
1	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "для индивидуального жилищного строительства", расположенного по адресу:	г.Тобольск, ул.Кирова, участок №16	2023	2023	0,015

№ п/п	Наименование мероприятия	Описание и место расположения объектов	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Нагрузка, Гкал/ч
	г.Тобольск, ул.Кирова, участок №16				
2	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "для индивидуального жилищного строительства", расположенного по адресу: г.Тобольск, улица Декабристов, участок №24	г. Тобольск, улица Декабристов, участок №24	2023	2023	0,015
3	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "для строительства нового жилого дома", расположенного по адресу: г.Тобольск, переулок 1-й Луговой, 13	г.Тобольск, переулок 1-й Луговой, 13	2023	2023	0,015
4	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "для индивидуальной жилой застройки", расположенного по адресу: г.Тобольск, микрорайон Защитино, улица Монтажников, земельный участок 7	г.Тобольск, микрорайон Защитино, улица Монтажников, земельный участок 7	2023	2023	0,015
5	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "Для индивидуального жилищного строительства", расположенного по адресу: г.Тобольск, ул.Горького, участок №27, кадастровый номер 72:24:0603009:387	г.Тобольск, ул.Горького, участок №27, кадастровый номер 72:24:0603009:387	2023	2023	0,015
6	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "Для индивидуального жилищного строительства", расположенного по адресу: г.Тобольск, улица Слесарная, участок 24	г.Тобольск, улица Слесарная, участок 24	2023	2023	0,015
7	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта	г.Тобольск, улица Семена	2023	2023	0,015

№ п/п	Наименование мероприятия	Описание и место расположения объектов	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Нагрузка, Гкал/ч
	капитального строительства "под блок гаражей", расположенного по адресу: г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №110в, участок №1	Ремезова, №110в, участок №1			
8	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "под гараж", расположенного по адресу: г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №113б, блок 9, участок №130	г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №113б, блок 9, участок №130	2023	2023	0,015
9	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "под гараж", расположенного по адресу: г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №113б, блок 9, участок №131	г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №113б, блок 9, участок №131	2023	2023	0,015
10	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "гаражи индивидуального транспорта", расположенного по адресу: г.Тобольск, улица Семена Ремезова	г.Тобольск, улица Семена Ремезова	2023	2023	0,015
11	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "под гараж", расположенного по адресу: г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №113б, блок 9, участок №129	г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №113б, блок 9, участок №129	2023	2023	0,015
12	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "здравоохранение", расположенного по адресу: г.Тобольск, переулок Сибирский, участок 5а, с кадастровым номером 72:24:0305015:147	г.Тобольск, переулок Сибирский, участок 5а, с кадастровым номером 72:24:0305015:147	2023	2023	0,015
13	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "дополнительный земельный	г.Тобольск, 7 микрорайон, 17, с кадастровым номером 72:24:0304005:23	2023	2023	0,015

№ п/п	Наименование мероприятия	Описание и место расположения объектов	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Нагрузка, Гкал/ч
	участок для содержания и эксплуатации здания и подсобных помещений", расположенного по адресу: г.Тобольск, 7 микрорайон, 17, с кадастровым номером 72:24:0304005:23				
14	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "Административно-деловой центр", расположенного по адресу: г.Тобольск, ул.Семена Ремезова, 124	г.Тобольск, ул.Семена Ремезова, 124	2023	2023	0,12
15	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "под магазин(Теремок)", расположенного по адресу: г.Тобольск, мкр. 4-й, участок №2а	г.Тобольск, мкр. 4-й, участок №2а	2023	2023	0,015
16	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "объект торгового назначения", расположенного по адресу: г.Тобольск, 15 микрорайон, с кадастровым номером 72:24:0304014:5441	г.Тобольск, 15 микрорайон, с кадастровым номером 72:24:0304014:5441	2023	2023	0,015
17	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "под незавершенное строительство нежилое строение(гараж)", расположенного по адресу: г.Тобольск, ул.Хохрякова, №28, строение 1, кадастровый номер 72:24:0603015:33	г.Тобольск, ул.Хохрякова, №28, строение 1, кадастровый номер 72:24:0603015:33	2023	2023	0,015
18	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "здравоохранение", расположенного по адресу: г.Тобольск, переулок Сибирский, участок 5а, с кадастровым номером 72:24:0305015:147	г.Тобольск, переулок Сибирский, участок 5а, с кадастровым номером 72:24:0305015:147	2023	2023	0,015

№ п/п	Наименование мероприятия	Описание и место расположения объектов	Год начала реализации мероприятия	Год окончания реализации мероприятия	Нагрузка, Гкал/ч
	кадастровым номером 72:24:0305015:147				
19	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "под нежилые строения(АБК, котельная, производственный корпус)", расположенного по адресу: г.Тобольск, ул.Первомайская, №20а,20б,20в	г.Тобольск, ул.Первомайская, №20а,20б,20в	2023	2023	0,015
20	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "для общественно-деловой застройки", расположенного по адресу: г.Тобольск, ул.Знаменского,4	г.Тобольск, ул.Знаменского,4	2023	2023	0,015
21	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "для жилищного строительства", расположенного по адресу: г.Тобольск, Зона ВУЗов 2б	г.Тобольск, Зона ВУЗов 2б	2023	2023	0,15
22	Строительство сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "объект торгового назначения", расположенного по адресу: г.Тобольск, ул. Ремезова 150а	г.Тобольск, ул. Ремезова, 150а	2023	2023	0,5
23	Реконструкция сетей теплоснабжения для подключения объекта капитального строительства "Строительство детского сада в Нижнем Посаде города Тобольск", расположенного по адресу: Тюменская область, Тобольск, ул. Мира/ул. Декабристов	г. Тобольск, ул. Мира/ул. Декабристов	2023	2023	0,5

8.3 Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

В рамках реализации Схемы теплоснабжения не предусмотрено строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

8.4 Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрены следующие мероприятия по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет ликвидации котельных:

- реконструкция (перекладка) тепловых сетей мкр. Иртышский;
 - реконструкция (перекладка) магистральных тепловых сетей мкр. Менделеево;
 - реконструкция тепловых сетей для присоединения к котельной № 4 потребителей котельных №№ 8, 10, 27, 31;
 - реконструкция тепловых сетей для присоединения к котельной № 5 потребителей котельной № 12;
 - реконструкция (перекладка) трубопроводов в зоне действия Тобольской ТЭЦ (Городской котельной № 1) в Нагорной части для увеличения пропускной способности;
 - реконструкция тепловой сети в связи со строительством котельной Панин Бугор.
- Полный перечень мероприятий отражен в Приложении 1.

После ввода в эксплуатацию вновь построенных и реконструированных трубопроводов необходимо проведение наладки и регулировки системы теплоснабжения.

Для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения г. Тобольска и соблюдения требований действующего законодательства необходимо выполнить мероприятия по переводу с открытой системы теплоснабжения на закрытую.

Мероприятия по переводу на закрытую системы теплоснабжения представлены в Книге 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения.

8.5 Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Проекты по новому строительству, реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения отражены в Приложении 1.

Теплоснабжение потребителей г. Тобольска на 80% осуществляется от магистрального трубопровода от ТЭЦ.

Реконструкция магистральной сети требуется в связи с необходимостью увеличения пропускной способности трубопровода и исчерпанием его эксплуатационного ресурса, что подтверждают заключения проведенных экспертиз промышленной безопасности 057-334-ТТС-ЭПБ и 441-10-ЗС/18.

В рамках проектирования было проведено детальное распределение этапов по физическим объемам и капитальным вложениям с учетом необходимости проведения СМР в течении непродолжительного (14 дней) нормативного срока отключения горячего водоснабжения в межотопительный период, в соответствии с п.3.1.11 СанПин 2.1.4.1074-01 «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения». Помимо

вышеуказанных участков трубопроводов планируется реконструкция надземного участка магистральной сети с увеличением диаметра в месте ее пересечения с федеральной трассой Р-404. Мероприятие реализуется с целью увеличения пропускной способности трубопровода, снижения уровня его износа и изменения способа прокладки на подземный для улучшения архитектурного облика города.

8.6 Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрена реконструкция трубопроводов от Тобольской ТЭЦ до Городской котельной № 1 с увеличением диаметра для увеличения пропускной способности.

После ввода в эксплуатацию вновь построенных и реконструированных трубопроводов Схемой теплоснабжения необходимо проведение наладки и регулировки системы теплоснабжения.

8.7 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Более 60% тепловых сетей города Тобольска проложены ранее 1989 г., т.е. срок службы более 20 лет и нуждаются в замене, что свидетельствует о высокой вероятности аварий теплотрассы, микрповреждений трубопроводов.

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрена реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

8.8 Строительство и реконструкция насосных станций

В рамках реализации Схемы теплоснабжения предусмотрена реконструкция насосных станций, которая включает следующие мероприятия:

- модернизация ПНС №№ 1, 2, 3;
- строительство насосной станции, в т.ч. резервуары запаса воды, включая ликвидацию городской котельной № 1. Реализация СМР планируется в рамках концессионного соглашения. Источник финансирования будет определен на этапе его заключения.

В рамках выполнения мероприятия требуется установка новых баков-аккумуляторов со следующим назначением:

- восполнение частичных потерь при водоразборе ГВС в тепловой сети;
- восполнение потерь при внештатных ситуациях работы тепловых сетей;
- проведение гидроиспытаний с частичным использованием объёма воды в баках.

Для оценки качества услуг теплоснабжения в Нагорной части г. Тобольска и обоснования необходимости реконструкции насосной станции Городской котельной № 1 в электронной модели выполнены гидравлические расчеты тепловых сетей от Тобольской ТЭЦ за базовый период и на годы первого этапа актуализации Схемы теплоснабжения.

По состоянию на 2020 г. при работе на насосной станции Городской котельной № 1 четырех насосов на обратной и подающей магистралях и максимальной загрузке ПНС-2, ПНС-3 не обеспечивается минимальный располагаемый напор у конечных потребителей контура ПНС-2, Промзоны, создается отрицательный располагаемый напор у большей части потребителей. Также, значения давления в обратном трубопроводе после насосных станций (по ходу движения теплоносителя) превышают допустимые 6,0 кгс/см² (после ПНС-2 – 8,66 кгс/см², после ПНС-1, ПНС-3 – 9,19 и 9,17 кгс/см² соответственно), а также после насосной Городской котельной у всех потребителей Промзоны.

Данный режим не обеспечивает надежное и качественное теплоснабжение. Необходимы мероприятия по реконструкции насосной ГК. Необходимые параметры насосной станции: подающий трубопровод: расход 5505 т/ч, напор 98,4 м, обратный трубопровод: расход 5176 т/ч, напор 119 м.

Пьезометрические графики тепловых сетей от Тобольской ТЭЦ по состоянию на 2020 г. с

изменением количества и напорных характеристик насосного оборудования представлены на рис. 20-22.

В соответствии с СП 124.13330.2012 для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение с целью выравнивания суточного графика расхода воды (производительности ВПУ) на источниках теплоты должны предусматриваться баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды по СанПиН 2.1.4.2496.

Расчетная вместимость баков-аккумуляторов должна быть равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение. Внутренняя поверхность баков должна быть защищена от коррозии, а вода в них - от аэрации, при этом должно предусматриваться непрерывное обновление воды в баках.

Количество и ёмкость баков-аккумуляторов определяется на стадии ПИР.

Задаваемые параметры на насосных станциях для расчета:

Насосная станция Городской котельной № 1: насосы СЭ1250-70 – 4шт. на обратном трубопроводе (расчет по характеристике), насосы СЭ1250-140 – 4шт. на подающем трубопроводе (расчет по характеристике.). Насосы СЭ 800-100-11 - 1 шт. и насос Д 630-90-1шт. на подпиточном трубопроводе

ПНС-1: насос СЭ 500-70 – 1шт. на обратном трубопроводе (расчет по напору на насосе 38м.), насос СЭ 500-70 – 1шт. на трубопроводе подмеса.

ПНС-2: насос Д1600-90 – 1шт. на обратном трубопроводе (расчет по характеристике), насос Д1600-90 – 1шт. на трубопроводе подмеса.

ПНС-3: насос Vogel 606-600 - 1шт. на обратном трубопроводе (расчет по характеристике насоса Д4000-22, id56), насос Vogel 300-500 - 1шт. на трубопроводе подмеса.

Таким образом, существующая насосная станция на базе Городской котельной № 1 при работе трех насосов на подаче и трех насосов на обратке будет не в состоянии обеспечить потребителей необходимыми параметрами.

Для обеспечения потребителей необходимыми параметрами теплоносителя и организации надежного и качественного теплоснабжения необходима реконструкция данной насосной станции, в первую очередь по причине необеспечения необходимыми параметрами обратной группой насосов, а также в связи с техническим состоянием подающей группы насосов. Минимально необходимые параметры, выдаваемые насосной станцией: подающий трубопровод: расход 5505 т/ч, напор 98,4 м, обратный трубопровод: расход 5176 т/ч, напор 119 м.

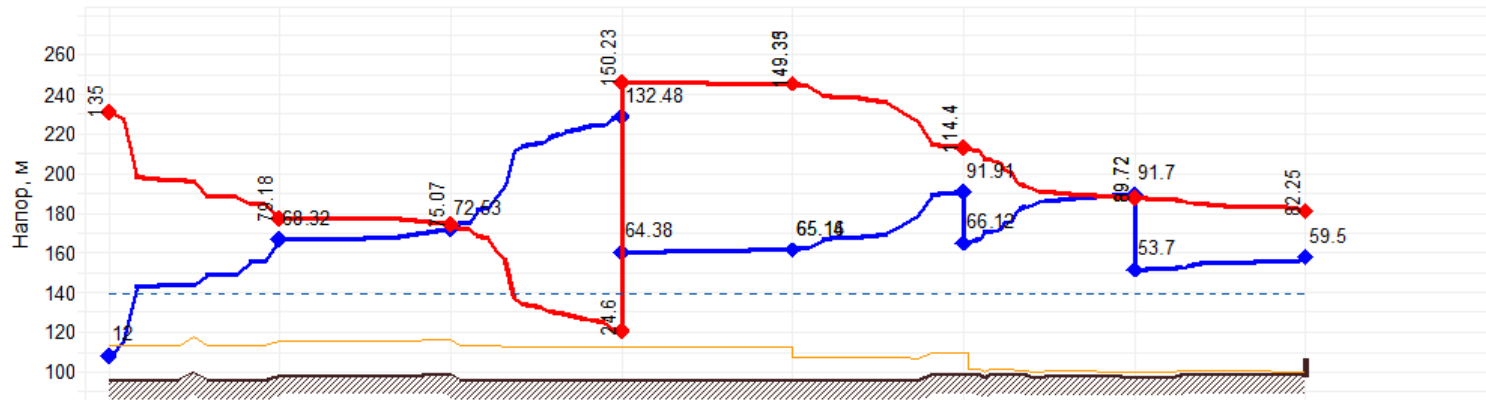
Перечень мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений с оценкой финансовых потребностей по вариантам перспективного развития представлен в Приложении 1.

Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них

За период с момента утверждения ранее актуализированной Схемы теплоснабжения города Тобольска произошли изменения в части Инвестиционной программы АО «СУЭНКО» в сфере теплоснабжения г. Тобольска на 2017-2024 годы.

Предлагаемый настоящей Схемой перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей обусловлен необходимостью повышения качества теплоснабжения потребителей существующей и перспективной застройки города Тобольска.

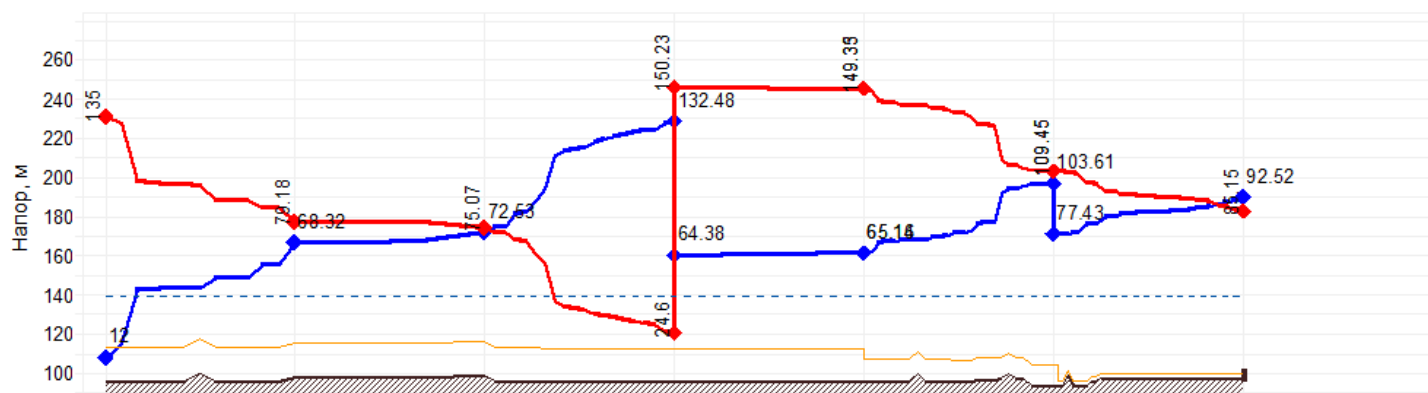
Пьезометрический график от «Тобольская ТЭЦ» до «Архив-2»



Наименование узла	Тобольская ТЭЦ	Ответвление на П-	Ответвление на П-	Насосная ГК	ЦТП ГК	насосная ПНС-3	насосная ПНС-1	Архив-2
Геодезическая высота, м	96	98.3	99.2	96	96	98.8	97.7	98.5
Полный напор в обратном трубопроводе, м	108	166.6	171.7	160.4	161.1	164.9	151.4	158
Располагаемый напор, м	123	10.856	2.547	85.852	84.21	48.282	36.021	22.76
Длина участка, м	163.1	24.7	185.6	14.3	19.9	1	1	
Диаметр участка, м	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.706	0.517	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	3.511	0.316	1.879	0.876	1.196	0.558	0.023	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	6.962	0.493	2.997	0.761	1.057	0.516	0.083	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	2.704	2.344	2.316	2.313	2.626	1.993	0.898	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-2.531	-2.766	-2.732	-2.156	-2.469	-1.917	-0.9	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	12.617	9.483	9.262	9.233	11.903	5.051	2.621	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	11.059	15.326	14.95	8.021	10.52	4.674	2.702	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	5667.67	4913.35	4855.68	4848.2	5504.78	2738.13	626.24	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-5306.06	-4567.94	-4511.57	-4518.48	-5175.09	-2633.67	-603.14	

Рисунок 20. Пьезометрический график тепловой сети от Тобольской ТЭЦ до потребителя «Архив-2»

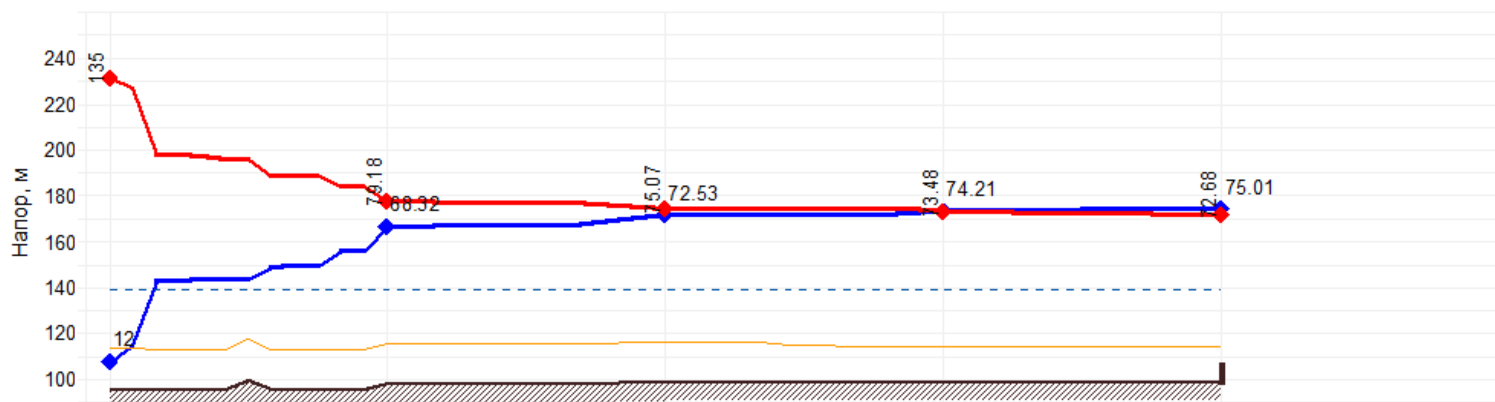
Пьезометрический график от «Тобольская ТЭЦ» до «Драмтеатр»



Наименование узла	Тобольская ТЭЦ	Ответвление на П-3а	Ответвление на П-4	Насосная ГК	ЦТП ГК	насосная ПНС-2	Драмтеатр
Геодезическая высота, м	96	98.3	99.2	96	96	93.5	97.5
Полный напор в обратном трубопроводе, м	108	166.6	171.7	160.4	16.11	170.9	190
Располагаемый напор, м	123	10.856	2.547	85.852	84.21	32.018	-7.37
Длина участка, м	163.1	24.7	185.6	14.3	19.9	1	
Диаметр участка, м	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	0.902	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	3.511	0.316	1.879	0.876	1.196	0.001	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	6.962	0.493	2.997	0.761	1.057	0.001	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	2.704	2.344	2.316	2.313	2.626	1.198	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-2.531	-2.766	-2.732	-2.156	-2.469	-1.105	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	12.617	9.483	9.262	9.233	11.903	1.349	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	11.059	15.326	14.95	8.021	10.52	1.149	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	5667.67	4913.35	4855.68	4848.2	5504.78	2686.18	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-5306.06	-4567.94	-4511.57	-4518.48	-5175.09	-2477.95	

Рисунок 21. Пьезометрический график тепловой сети от Тобольской ТЭЦ до потребителя «Драмтеатр»

Пьезометрический график от «Тобольская ТЭЦ» до «Произв. к-с, тепл. ст-ка, СММ»



Наименование узла	Тобольская ТЭЦ	Отв. на П-3а	Отв. на П-4	Уз. П-4-26	Произв. к-с, тепл. ст-ка, СММ
Геодезическая высота, м	96	98.3	99.2	99.2	99.2
Полный напор в обратном трубопроводе, м	108	166.6	171.7	173.4	174.2
Располагаемый напор, м	123	10.856	2.547	-0.728	-2.33
Длина участка, м	163.1	24.7	11.1	2.9	
Диаметр участка, м	0.902	0.902	0.309	0.082	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	3.511	0.316	0.011	0.803	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	6.962	0.493	0.005	0.797	
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	2.704	2.344	0.232	1.043	
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-2.531	-2.766	-0.23	-1.039	
Удельные линейные потери в ПС, мм/м	12.617	9.483	0.286	25.802	
Удельные линейные потери в ОС, мм/м	11.059	15.326	0.281	25.603	
Расход в подающем трубопроводе, т/ч	5667.67	4913.35	57.21	17.49	
Расход в обратном трубопроводе, т/ч	-5306.06	-4567.94	-56.73	-17.42	

Рисунок 22. Пьезометрический график тепловой сети от Тобольской ТЭЦ до потребителя «Произв. к-с, тепл. ст-ка, СММ»

Книга 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

По состоянию на 01.06.2022 внесены изменения в законодательную базу в части горячего водоснабжения.

В соответствии с Федеральным законом от 30 декабря 2021 года № 438-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» часть 9 статьи 29 упряднена с 01.01.2022, то есть запрет с 01.01.2022 на использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения исключен.

Часть 3 ст. 23 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» дополнена пунктом 7_1 с требованием о выполнении в Схемах теплоснабжения обязательной оценки экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

В соответствии с п. 15_5 ст. 4 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» к полномочиям Правительства Российской Федерации относится утверждение порядка определения экономической эффективности перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения.

По состоянию на 01.06.2022 порядок определения экономической эффективности перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения не утвержден.

В рамках актуализации Схемы теплоснабжения, дополнительно, выполнена оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения в соответствии с Проектом постановления Правительства Российской Федерации.

9.1 Техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения

Котельные, функционирующие по открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), расположены в следующих районах города Тобольска (рис. 23-24):

- 1) Подгорная часть – 15 котельных – №№ 4, 5, 6, 8, 10, 12, 13, 14, 17, 18, 24, 25, 27, 29, 31;
- 2) микрорайон Иртышский – одна котельная № 3;
- 3) микрорайон Менделеево – одна котельная № 22;
- 4) Юго-Восточный район – одна котельная № 16;
- 5) Левобережный район – две котельные №№ 15, 19;
- 6) п. Сумкино – одна котельная № 2;
- 7) район Пионерной базы – одна котельная № 28.

Котельные №№ 9, 11 п. Сумкино, котельная № 20 микрорайона Иртышский, часть потребителей Нагорной, Подгорной частей, Левобережного района функционируют по закрытой системе горячего водоснабжения (рис. 24).

В основном потребители Нагорной части, присоединенные к тепловым сетям от Тобольской ГЭЦ, подключены по открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения).

25% многоквартирных домов в Нагорной части подключены по закрытой схеме ГВС посредством ИТП в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего

имущества в многоквартирных домах Тюменской области, также по закрытой схеме ГВС подключены потребители от ЦТП в мкр. 7, 7А.

Новые потребители подключаются к тепловым сетям по закрытой схеме ГВС посредством ИТП.

Потребители, подключенные по закрытой схеме ГВС от ЦТП в мкр. 7, 7А, от ИТП в мкр. 15, Зона Вузов, новая застройка в 10 мкр., представлены в таблице 90.

Таблица 90

Потребители, подключенные по закрытой схеме ГВС от ЦТП в мкр. 7, 7А, от ИТП в мкр. 15, Зона Вузов, новая застройка в 10 мкр.

№№	Адрес МКД	ЦТП/ИТП
1	7 мкр-н, 46	ЦТП-5.1
2	7 мкр-н, 46а	ЦТП-5.1
3	7 мкр-н, 46б	ЦТП-5.1
4	7 мкр-н, 47	ЦТП-5.1
5	7 мкр-н, 47б	ЦТП-5.1
6	7 мкр-н, 48а	ЦТП-5.1
7	7 мкр-н, 48б	ЦТП-5.1
8	7 мкр-н, 36а	ЦТП-5.2
9	7 мкр-н, 37	ЦТП-5.2
10	7 мкр-н, 38	ЦТП-5.2
11	7 мкр-н, 39	ЦТП-5.2
12	7 мкр-н, 39б	ЦТП-5.2
13	7 мкр-н, 45	ЦТП-5.2
14	7А мкр-н, 27	ЦТП
15	7А мкр-н, 27а	ЦТП
16	7 мкр-н 98	ИТП
17	7а мкр-н 3г	ИТП
18	7а мкр-н, 22а	ИТП
19	7А мкр-н, 31а	ИТП
20	7а мкр-н, 39 Д	ИТП
21	15 мкр-н, 36	ИТП
22	15 мкр-н, уч. 11	ИТП
23	15 мкр-н, уч. 11а	ИТП
24	15 мкр-н, 12	ИТП
25	15 мкр-н, 14	ИТП
26	15 мкр-н. 15	ИТП
27	15 мкр-н, уч. 19	ИТП
28	15 мкр-н, 22	ИТП
29	15 мкр-н, 23	ИТП
30	15 мкр-н, д. 26	ИТП
31	15 мкр-н, д. 27	ИТП
32	15 мкр-н, д. 28	ИТП
33	15 мкр-н, 29	ИТП
34	15 мкр-н, 30	ИТП
35	15 мкр-н, 31	ИТП
36	15 мкр-н, 32	ИТП
37	15 мкр-н, 33	ИТП
38	15 мкр-н, 34	ИТП
39	15 мкр-н, 35	ИТП
40	15 мкр-н, 36	ИТП
41	15 мкр-н, 37	ИТП

№№	Адрес МКД	ЦТП/ИТП
42	15 мкр-н, 39	ИТП
43	15 мкр-н (Автомойка и автосервис)	ИТП
44	9-Зона ВУЗов 5	ИТП
45	Зона ВУЗов уч. №9а	ИТП
46	Зона ВУЗов уч. №7	ИТП
47	10 мкр-н, 3г	ИТП
48	10 мкр-н, 9	ИТП
49	10 мкр-н, уч. 87	ИТП
50	6 мкр-н, уч. 110	ИТП
51	мкр-н 7а, уч. 20б	ИТП
52	ул. Семена Ремезова, 122в	ИТП
53	ул. Семена Ремезова, 21	ИТП
54	пер. Р. Люксембург, 1	ИТП
55	ул. Ленская, 22б	ИТП
56	ул. Мира, 2	ИТП

Перечень многоквартирных домов для выполнения капитального ремонта в части теплоснабжения в рамках капитального ремонта в рамках краткосрочного плана реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области на период 2021-2023 гг. представлен в таблице 91¹³.

Таблица 91

Перечень многоквартирных домов для выполнения капитального ремонта в части теплоснабжения в рамках капитального ремонта

№№	Адрес МКД	Год реализации выполнения работ по капитальному ремонту
1	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 8	2021
2	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 4, д. 29б	2021
3	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 4, д. 7	2021
4	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 4, д. 9д	2021
5	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 6, д. 120	2021
6	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7, д. 6	2021
7	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7, д. 99	2021
8	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7а, д. 15	2021
9	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7а, д. 23	2021
10	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7а, д. 23А	2021
11	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 8, д. 22	2021
12	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 16а	2021
13	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 21а	2021
14	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 28	2021
15	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 34а	2021

¹³ В соответствии с изменениями от 31.03.2022 № 002-р в распоряжение Департамента жилищно-коммунального хозяйства Тюменской области от 07.05.2020 № 14-р «Об утверждении краткосрочного плана реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области 2021-2023 годов», а также в соответствии с изменениями от 31.03.2022 № 003-р в распоряжение Департамента жилищно-коммунального хозяйства Тюменской области от 04.03.2020 № 06-р «Об утверждении краткосрочного плана реализации подпрограммы региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области 2021-2023 годов»

№№	Адрес МКД	Год реализации выполнения работ по капитальному ремонту
16	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 17	2021
17	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 18	2021
18	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 20	2021
19	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 7	2021
20	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Южный, д. 2	2021
21	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Южный, д. 3	2021
22	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Южный, д. 7	2021
23	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Южный, д. 8	2021
24	обл. Тюменская, г. Тобольск, тер. Левобережье, ул. Калинина, д. 4	2021
25	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Ленина, д. 142	2021
26	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Луговая 1-я, д. 64	2021
27	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Луговая 1-я, д. 64а	2021
28	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Луговая 1-я, д. 64б	2021
29	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Хохрякова, д. 11а	2021
30	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Хохрякова, д. 17	2021
31	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 13	2022
32	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 22	2022
33	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 26	2022
34	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 71	2022
35	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 15, д. 3	2022
36	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 3б, д. 10	2022
37	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 3б, д. 3	2022
38	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 4, д. 19а	2022
39	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 4, д. 20	2022
40	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 4, д. 29б	2022
41	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 6, д. 120	2022
42	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 6, д. 120д	2022
43	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 6, д. 120Е	2022
44	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7, д. 99	2022
45	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7а, д. 15	2022
46	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 7а, д. 23	2022
47	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 8, д. 12	2022
48	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 8, д. 22	2022
49	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 8, д. 26	2022
50	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 19а	2022
51	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 21а	2022
52	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 28	2022
53	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 34а	2022
54	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 5а	2022
55	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Иртышский, д. 18	2022
56	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 15	2022
57	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 16	2022
58	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 17	2022
59	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 18	2022
60	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 20	2022

№№	Адрес МКД	Год реализации выполнения работ по капитальному ремонту
61	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 21	2022
62	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Южный, д. 1	2022
63	обл. Тюменская, г. Тобольск, тер. Левобережье, ул. Павлова, д. 22	2022
64	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Знаменского, д. 79	2022
65	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Октябрьская, д. 61	2022
66	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Иртышский, ул. 40 лет Победы, д. 20	2022
67	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Иртышский, ул. Верхнефилатовская, д. 5а	2022
68	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Южный, д. 9	2022
69	обл. Тюменская, г. Тобольск, п. Сумкино, ул. Заводская, д. 2	2022
70	обл. Тюменская, г. Тобольск, п. Сумкино, ул. Мира, д. 3	2022
71	обл. Тюменская, г. Тобольск, пер. Сибирский, д. 7	2022
72	обл. Тюменская, г. Тобольск, тер. Панин бугор, д. 15	2022
73	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Аптекарская, д. 4	2022
74	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Зеленая, д. 102	2022
75	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Семена Ремезова, д. 64А	2022
76	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Трудовая 3-я, д. 13	2022
77	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Трудовая 3-я, д. 3	2022
78	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 36	2023
79	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 45	2023
80	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 67	2023
81	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 10, д. 69	2023
82	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 15, д. 4	2023
83	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 3а, д. 4	2023
84	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 3б, д. 8	2023
85	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 6, д. 3	2023
86	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 6, д. 4	2023
87	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 29	2023
88	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 34	2023
89	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. 9, д. 35	2023
90	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 20	2023
91	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 22	2023
92	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, д. 7	2023
93	обл. Тюменская, г. Тобольск, п. Сумкино, ул. Нагорная, д. 4	2023
94	обл. Тюменская, г. Тобольск, пер. Рощинский, д. 40	2023
95	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Знаменского, д. 43	2023
96	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Знаменского, д. 62е	2023
97	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Радищева, д. 1	2023
98	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Свердлова, д. 26	2023
99	обл. Тюменская, г. Тобольск, ул. Семена Ремезова, д. 54	2023
100	обл. Тюменская, г. Тобольск, мкр. Менделеево, ул. Станционная, д. 1	2023
101	обл. Тюменская, г. Тобольск, п. Сумкино, ул. Мира, д. 3	2023

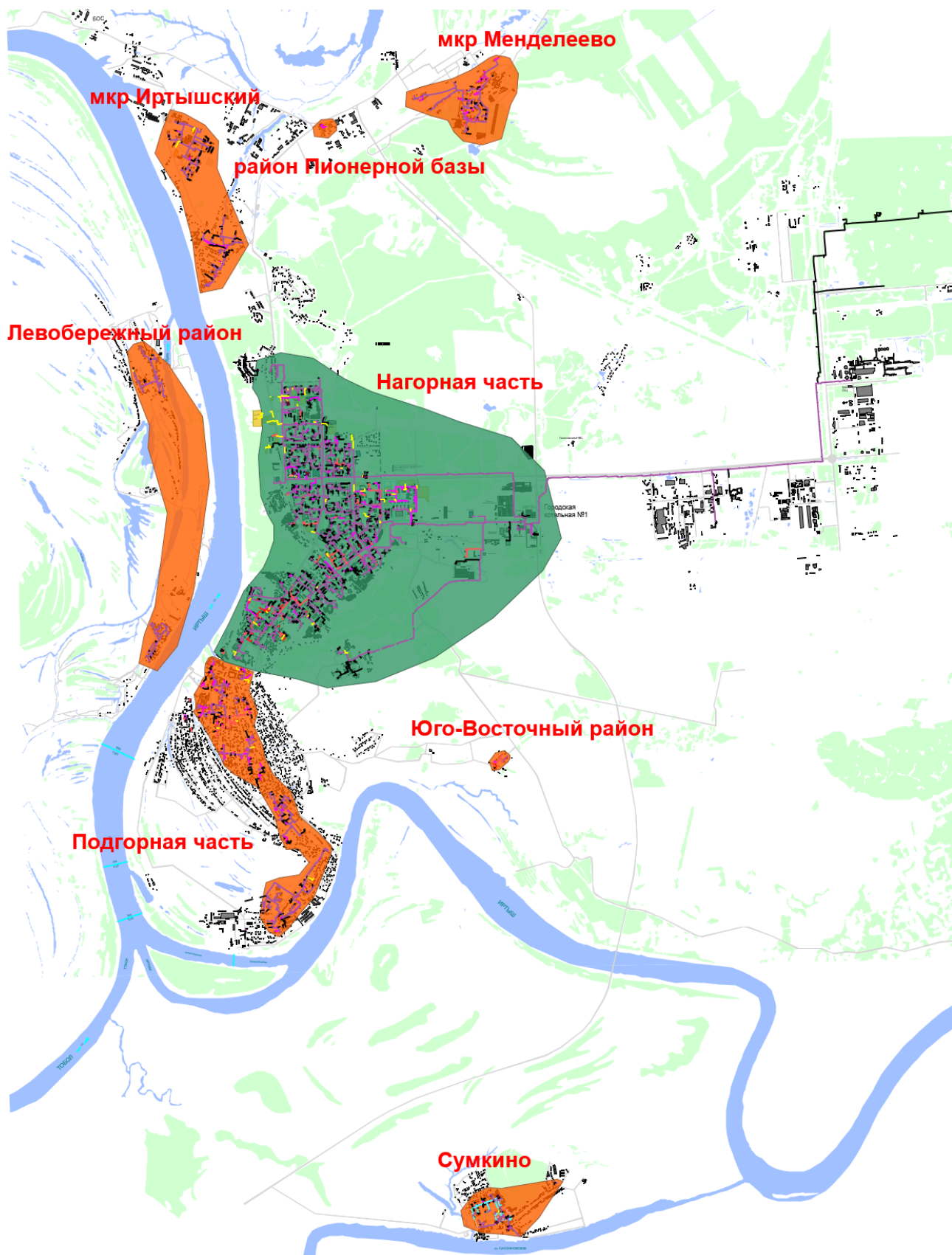


Рисунок 23. Основные районы города Тобольска

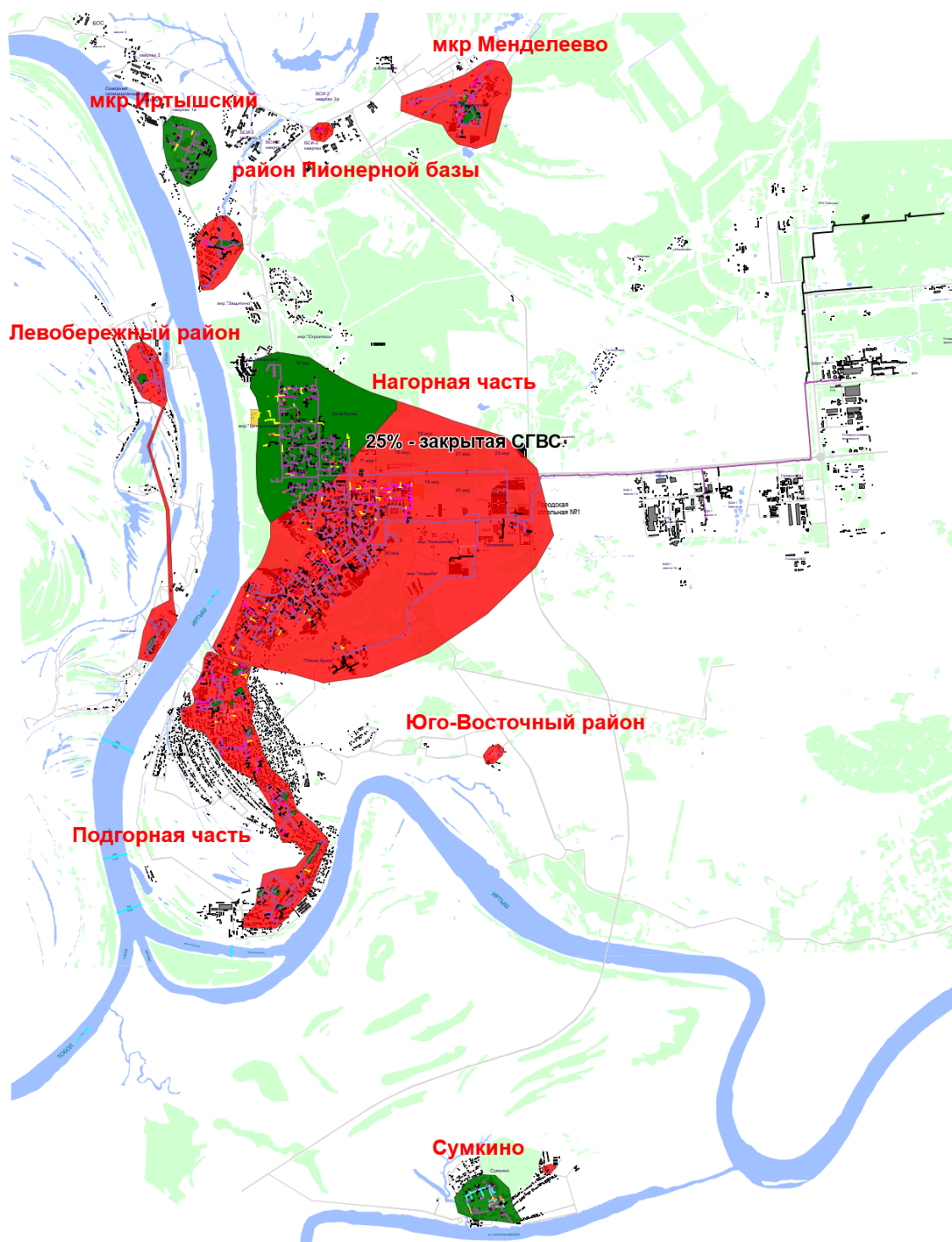


Рисунок 24. Районы с открытой системой горячего водоснабжения выделены красной заливкой, с закрытой системой горячего водоснабжения – зеленой заливкой

Основные преимущества открытых систем:

- простота и невысокая стоимость тепловых пунктов за счет применения несложных и надежных конструкций элеваторных узлов и регуляторов температуры горячей воды, при отсутствии необходимости установки на внутридомовых системах ГВС циркуляционных насосов;
- утилизация низкопотенциального тепла на ТЭЦ для подогрева подпиточной воды;
- сокращение затрат электроэнергии на транспорт тепла за счет отбора горячей воды из обратной магистрали;
- возможность бесперебойной подачи горячей воды потребителям по одному из трубопроводов при плановом или аварийном ремонте другого;

- резервирование водоснабжения потребителя в случае аварии на водопроводе.

К недостаткам открытых систем относятся:

- активная кислородная коррозия внутренних поверхностей трубопроводов;
- значительные затраты на подготовку теплоносителя (химически очищенную воду), который при данной схеме является постоянно расходуемым;
- неустойчивый гидравлический режим работы системы теплоснабжения;
- возможность при недостаточно тщательной обработке воды появления цветности в разбираемой воде, а в случае присоединения радиаторных систем отопления к тепловым сетям через смесительные узлы еще и возможность загрязнения воды и появления в ней запаха вследствие отложения в радиаторах осадков и развития в них особых бактерий;
- усложнение контроля за плотностью системы, поскольку в открытых системах количество подпиточной воды не характеризует величину утечки воды из системы;
- опасность опорожнения системы при неисправности ВПУ.

К основным преимуществам закрытых систем относятся:

- повышение надежности и качества теплоснабжения на нужды отопления и горячего водоснабжения потребителей города;
- создание организационно-технические условий для реализации механизма расчетов потребителей за фактически потребленную тепловую энергию и горячую воду;
- создание условий для реализации энергосберегающих мероприятий в системе теплоснабжения города;
- сокращение производства химически очищенной воды, потребляемой в настоящее время на нужды горячего водоснабжения;
- снижение объемов теплопотребления абонентами за счет автоматического регулирования температуры в системе отопления в зависимости от температуры окружающего воздуха;
- высокое качество горячей воды, благодаря изолированности контура ГВС от тепловой сети и системы отопления;
- простота санитарного контроля качества ГВС;
- возможность контроля герметичности системы теплоснабжения по величине подпитки.

Недостатки закрытых систем:

- коррозия внутренних поверхностей оборудования и стальных трубопроводов ГВС при отсутствии в тепловых пунктах водоподготовки;
- снижение эффективности выработки электроэнергии на ТЭЦ при переводе встроенных пучков конденсаторов с подпиточной на сетевую воду;
- повышенный расход сетевой воды, особенно при использовании одноступенчатой параллельной схемы присоединения водоподогревателей в ИТП;
- высокие единовременные затраты на ИТП и текущие расходы на их обслуживание;
- необходимость установки в ИТП циркуляционных насосов для внутридомовых систем ГВС;
- невозможность получения и подачи горячей воды потребителям при отсутствии циркуляции теплоносителя в тепловой сети;
- отсутствие резервирования водоснабжения потребителя в случае аварии на водопроводе.

Основными целями закрытия ГВС являются улучшение качества горячего водоснабжения и повышение энергоэффективности теплопотребления. Первая цель достигается приготовлением горячей воды в теплообменных аппаратах, устанавливаемых на источниках, центральных и индивидуальных тепловых пунктах. Повышение энергоэффективности обеспечивается применением у потребителей автоматизированного регулирования отпуска и потребления тепловой энергии и горячей воды. Выбор варианта закрытия ГВС зависит от принятых проектных схем присоединения теплопотребляющих установок потребителей, тепловых нагрузок на

отопление и вентиляцию, а также на ГВС, способа и графика регулирования отпуска тепла, наличия помещений для ИТП.

В рамках актуализации Схемы теплоснабжения города Тобольска рассмотрены два варианта.

Вариант 1 (основной вариант)

<p>Модель для Нагорной части, Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино</p>
<p style="text-align: center;">переход на закрытую систему горячего водоснабжения</p> <p>использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области</p> <p style="text-align: center;">использование открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в существующем режиме в МКД, в подвалах которых отсутствует техническая возможность установки теплообменного оборудования</p> <p>данный вариант направлен на надежность существующей системы теплоснабжения, на снижение подпитки в рамках ГВС</p> <p style="text-align: center;">использование автономной системы горячего водоснабжения (самостоятельно потребителями)</p>

Вариант 2

<p>Модель для Нагорной части города</p>	<p>Модель для Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино</p>
<p>комбинированный вариант перехода на закрытую систему горячего водоснабжения</p> <p>строительство центральных тепловых пунктов по зависимой схеме отопления и закрытой схеме ГВС с прокладкой внутриквартальных сетей горячего водоснабжения и использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения. Вариант предусматривает сохранение существующих ЦТП 1, 2 в п. Сумкино, ЦТП 5.1, 5.2 в мкр. 7</p>	<p style="text-align: center;">переход на закрытую систему горячего водоснабжения</p> <p>использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области</p> <p style="text-align: center;">использование открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в существующем режиме в МКД, в подвалах которых отсутствует техническая возможность установки теплообменного оборудования</p> <p>данный вариант направлен на надежность существующей системы теплоснабжения, на снижение подпитки в рамках ГВС</p> <p style="text-align: center;">использование автономной системы горячего водоснабжения (самостоятельно потребителями)</p>

Разница между первым и вторым вариантами в реализации перехода на закрытую систему горячего водоснабжения для Нагорной части города.

Первый вариант – модель для Нагорной части города и для Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино – **переход на закрытую систему горячего водоснабжения (основной вариант).**

Модель предусматривает использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области.

В настоящее время 25% многоквартирных домов в Нагорной части подключены по закрытой схеме ГВС посредством ИТП в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области.

В настоящее время 18% многоквартирных домов в Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Левобережного района и п. Сумкино подключены по закрытой схеме ГВС посредством ИТП в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области.

При этом новые потребители подключаются к тепловым сетям по закрытой схеме ГВС посредством ИТП.

При реализации данного варианта рекомендуется устанавливать ИТП:

– по зависимой схеме присоединения системы отопления с автоматическим регулированием температуры в системе отопления с учетом температуры окружающего воздуха и установкой теплообменного оборудования для закрытой системы ГВС (одноступенчатые либо двухступенчатые теплообменники);

– по независимой схеме присоединения системы отопления к тепловым сетям с автоматическим регулированием температуры в системе отопления с учетом температуры окружающего воздуха и установкой теплообменного оборудования для закрытой системы ГВС (одноступенчатые либо двухступенчатые теплообменники).

В ИТП необходимо размещать следующее оборудование в части системы ГВС:

1. Пластинчатые теплообменники первой ступени.
2. Пластинчатые теплообменники второй ступени (при необходимости в зависимости от нагрузок на отопление и ГВС).
3. Циркуляционные насосы.
4. Циркуляционно-повысительные насосы.
5. Клапаны с электроприводом.
6. Шкафы управления ГВС.
7. Запорная арматура, терморпары, преобразователи давления, манометры, термометры, обратные клапана, гильзы, штуцеры, расходные материалы.

На стадии ПИР необходимо выполнить натурное обследование – осмотр подвалов на определение технической возможности установки теплообменного оборудования.

Также рекомендуется разработать оптимальный режим работы тепловой сети от ПНС с определением величины спрямления сетевой воды в сезон положительных температур, выполнить гидравлический расчет с учетом перевода на закрытую систему горячего водоснабжения.

В Подгорной части города есть многоквартирные дома, где стояки системы ГВС подключены к системе отопления дома. Работа котельных Подгорной части города осуществляется только в отопительный период.

В многоквартирных домах, в подвалах которых отсутствует возможность установки теплообменного оборудования, рекомендуется использование открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в существующем режиме.

В рамках реализации использования открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в существующем режиме рекомендуется произвести установку клапанов с электроприводом для регулирования температуры теплоносителя в существующих ИТП потребителей (при отсутствии).

Необходимые капитальные затраты по реализации использования открытой системы теплоснабжения в существующем режиме – необходимая установка клапанов с электроприводом

для регулирования температуры теплоносителя в существующих ИТП – определяются в рамках Производственной программы.

Часть потребителей города самостоятельно предусмотрели оборудование своих квартир индивидуальными электрическими накопительными либо проточными водонагревателями (переход на автономную систему горячего водоснабжения).

Преимущества варианта перехода на автономную систему горячего водоснабжения:

- возможность регулировки температуры – используя водонагреватель в летний период, можно нагреть воду до 40°, что позволит сэкономить затраты электрической энергии;
- отсутствие зависимости от ресурсоснабжающей организации в части обеспечения бесперебойного горячего водоснабжения, а также периодических отключений по обслуживанию или ремонту системы;
- экономия энергетических ресурсов за счет экономии расхода потребления воды на нужды потребителя.

Недостатки варианта перехода на автономную систему горячего водоснабжения:

- существенные затраты потребителя горячего водоснабжения на приобретение водонагревателей;
- в случае технических неполадок водонагревателя отсутствие горячего водоснабжения у потребителя и возникновение затрат на ремонт за счет собственника жилого помещения.

При реализации варианта на автономную систему горячего водоснабжения полотенцесушители останутся подключенными к системе отопления.

Рекомендуется запланировать обследование существующих сетей электроснабжения, ВРУ, подстанций города Тобольска, проанализировать их техническое состояние: мониторинг жалоб, сбой поставки электроэнергии. Необходимо предусмотреть мероприятия, направленные на повышение надежности электроснабжения города Тобольска.

Органам местного самоуправления рекомендуется рассмотреть субсидирование на установку индивидуальных водонагревателей для льготной категории населения города Тобольска.

Рекомендуется рассмотреть круглогодичную работу котельных, работающих по закрытой системе ГВС, в рамках реализации технического перевооружения котельных.

Оценка стоимости реализации модели первого варианта

Модель предусматривает использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области.

Стоимость капитального ремонта за счет средств собственников помещений в МКД (фонда капитального ремонта). Финансирование реализации модели в части установки ИТП за счет бюджетных средств не предусмотрено¹⁴.

Необходимые капитальные затраты по реализации использования открытой системы теплоснабжения в существующем режиме – необходимая установка клапанов с электроприводом для регулирования температуры теплоносителя в существующих ИТП – определяются в рамках Производственной программы.

¹⁴ В случае, когда, в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области, установка оборудования системы ГВС в ИТП, разводка системы ГВС не предусмотрена, необходимо запланировать частичное финансирование на эти работы за счет бюджетных средств

Второй вариант – модель для Нагорной части города – **комбинированный вариант перехода на закрытую систему горячего водоснабжения.**

Модель предусматривает строительство центральных тепловых пунктов по зависимой схеме отопления и закрытой схеме ГВС с прокладкой внутриквартальных сетей горячего водоснабжения и использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения (табл. 92).

Вариант предусматривает модернизацию существующих ЦТП 5.1, 5.2 в 7 мкр., модернизацию существующих ЦТП 1, 2 в 7а мкр. с увеличением мощности и установкой энергоэффективного оборудования, а также модернизацию ПНС № 1 с установкой энергоэффективного оборудования. Таким образом, от существующих ЦТП и ПНС будет возможность перехода на закрытую систему посредством строительства сетей горячего водоснабжения до близлежащих многоквартирных домов в 7 и 7а мкр.

Таблица 92

Необходимая протяженность внутриквартальных сетей горячего водоснабжения в разбивке по микрорайонам Нагорной части города

№ п\п	Наименование микрорайона	Источник ГВС	Протяженность сетей ГВС в двухтрубном исчислении, км ¹⁵
Нагорная часть			
1	1 мкр-н	от перспективного ЦТП	5,82
2	2 мкр-н	от существующей ПНС №1	7,62
3	3 мкр-н	от существующей ПНС №1	3,56
4	3 А мкр-н	от перспективного ЦТП	7,75
5	3 Б мкр-н	от перспективного ЦТП	1,79
6	4 мкр-н	от перспективного ЦТП	7,34
7	6 мкр-н	от перспективного ЦТП	4,81
8	7 мкр-н	от существующих ЦТП-5.1 и 5.2	5,40
9	7 А мкр-н	от перспективного ЦТП	4,36
		от существующего ЦТП-1	1,16
		от существующего ЦТП-2	1,15
10	8 мкр-н	от перспективного ЦТП	5,23
11	9 мкр-н	от перспективного ЦТП	5,57
12	10 мкр-н	от перспективного ЦТП	9,06
Итого:			70,62

При размещении ЦТП необходимо учесть:

- деление Нагорной части г. Тобольска на микрорайоны;
- присоединение ЦТП к магистральным тепловым сетям с использованием существующих трубопроводов, учитывая их пропускную способность;
- радиус обслуживания не более 1 000 м;
- трассировку вновь проектируемых внутриквартальных сетей по возможности должна повторять трассировку существующих;
- кадастровую возможность отведения земельного участка для установки нового ЦТП в микрорайоне города.

В ЦТП размещается оборудование, арматура, приборы контроля, управления и автоматизации, посредством которых осуществляется:

- преобразование параметров теплоносителя в пластинчатых теплообменниках системы ГВС;

¹⁵ Протяженность сетей ГВС указано оценочно, подлежит корректировке на стадии ПИР

- контроль параметров теплоносителя;
- учет тепловых нагрузок, расходов теплоносителя и холодной воды на приборах учета, водосчетчиках.

- регулирование расхода теплоты и регулирование по системам теплоснабжения клапанами регулирующими и балансирующими, корректирующими насосами, защита систем от возможных гидравлических ударов предохранительными клапанами;

- водоподготовка посредством обработки воды систем ГВС (в активаторе звукоэлектромагнитном и сепараторе Flamcovent).

При строительстве ЦТП предусмотреть регулирование эксплуатационных параметров в режиме автоматического управления, обеспечение технологической защиты и сигнализации, мониторинг работы технологического оборудования, включения оборудования в работу при восстановлении электроснабжения объекта после сбоев.

Система должна обеспечивать непрерывный контроль следующих технологических параметров:

- а) давления, расхода, температуры теплоносителя и горячей воды;
- б) рабочей частоты и рабочего тока электродвигателей насосов, управляемых частотными преобразователями;
- в) состояния исполнительных механизмов;
- г) состояния электроснабжения.

В рассматриваемом варианте предусматривается подземная бесканальная прокладка теплоизоляционных труб ИЗОКОМ заводской готовности.

Кроме того, данным вариантом переход на закрытую схему ГВС предусматривается установка индивидуальных тепловых пунктов по зависимой схеме присоединения к системе отопления, с теплообменниками ГВС, с автоматическим регулированием температуры в системе отопления с учетом температуры окружающего воздуха в подвалах многоквартирных домов, к которым перекладка внутриквартальных тепловых сетей в четырехтрубном исполнении нецелесообразна.

Рекомендуется устанавливать ИТП:

- по зависимой схеме присоединения системы отопления с автоматическим регулированием температуры в системе отопления с учетом температуры окружающего воздуха и установкой теплообменного оборудования для закрытой системы ГВС (одноступенчатые либо двухступенчатые теплообменники);

- по независимой схеме присоединения системы отопления к тепловым сетям с автоматическим регулированием температуры в системе отопления с учетом температуры окружающего воздуха и установкой теплообменного оборудования для закрытой системы ГВС (одноступенчатые либо двухступенчатые теплообменники).

В ИТП необходимо размещать следующее оборудование в части системы ГВС:

1. Пластинчатые теплообменники первой ступени.
2. Пластинчатые теплообменники второй ступени (при необходимости в зависимости от нагрузок на отопление и ГВС).
3. Циркуляционные насосы.
4. Циркуляционно-повысительные насосы.
5. Клапаны с электроприводом.
6. Шкафы управления ГВС.
7. Запорная арматура, терморпары, преобразователи давления, манометры, термометры, обратные клапана, гильзы, штуцеры, расходные материалы.

Оценка стоимости реализации модели для Нагорной части второго варианта

Оценка стоимости реализации модели для Нагорной части города второго варианта представлена в таблице 93.

Таблица 93

Оценка стоимости реализации модели для Нагорной части второго варианта

№ п/п	Наименование мкр.	Необходимое строительство/ модернизация ЦТП	Затраты на реализацию мероприятий в части строительства/ модернизации ЦТП (в ценах 2021 г.), тыс. руб.	Затраты на реализацию мероприятий в части строительства сетей ГВС (в ценах 2021 г.), тыс. руб.	Затраты на реализацию мероприятий ВСЕГО (в ценах 2021 г.), тыс. руб.
Нагорная часть					
1	1 мкр-н	строительство ЦТП	1 442	90 563	92 006
2	2 мкр-н	модернизация ПНС №1 с установкой энергоэффективного оборудования	2 098	118 573	120 670
3	3 мкр-н			55 396	55 396
4	3 А мкр-н	строительство ЦТП	1 704	120 596	122 300
5	3 Б мкр-н	строительство ЦТП	1 573	27 854	29 427
6	4 мкр-н	строительство ЦТП	1 967	114 216	116 182
7	6 мкр-н	строительство ЦТП	1 835	74 847	76 683
8	7 мкр-н	модернизация ЦТП-5.1 и 5.2 с увеличением мощности и установкой энергоэффективного оборудования	1 704	84 028	85 732
9	7 А мкр-н	строительство ЦТП	1 573	67 845	69 418
		модернизация ЦТП-1 с увеличением мощности и установкой энергоэффективного оборудования	1 442	18 050	19 493
		модернизация ЦТП-2 с увеличением мощности и установкой энергоэффективного оборудования	1 442	17 895	19 337
10	8 мкр-н	строительство ЦТП	1 704	81 383	83 087
11	9 мкр-н	строительство ЦТП	1 770	86 673	88 443
12	10 мкр-н	строительство ЦТП	1 704	140 980	142 685
Итого:			21 959	1 098 899	1 120 858

Стоимость работ по капитальному ремонту предусмотрена за счет средств собственников помещений в МКД (фонда капитального ремонта).

Финансирование реализации модели в части установки ИТП за счет бюджетных средств не предусмотрено¹⁶.

Второй вариант – модель для Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино – **переход на закрытую систему горячего водоснабжения.**

Модель дублирует описание первого варианта для Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино.

¹⁶ В случае, когда, в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области, установка оборудования системы ГВС в ИТП, разводка системы ГВС не предусмотрена, необходимо запланировать частичное финансирование на эти работы за счет бюджетных средств

Модель предусматривает переход на закрытую систему горячего водоснабжения посредством использования ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области.

В настоящее время 18% многоквартирных домов в Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Левобережного района и п. Сумкино подключены по закрытой схеме ГВС посредством ИТП в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области.

В настоящее время в Подгорной части города есть многоквартирные дома, где стояки системы ГВС подключены к системе отопления дома. В результате этого, работа котельных Подгорной части города осуществляется только в отопительный период.

При этом новые потребители подключаются к тепловым сетям по закрытой схеме ГВС посредством ИТП.

Не представлен вариант с автономными системами ГВС (установка электродкотлов, водонагревателей, разводка системы ГВС, где отсутствует). Большинство работ по капитальному ремонту не предусматривали установку электронагревателей, оборудование систем ГВС. Как в этом случае будет осуществляться перевод на закрытую систему ГВС? Назрел вопрос работы котельных круглогодично.

При реализации данного варианта рекомендуется устанавливать ИТП:

– по зависимой схеме присоединения системы отопления с автоматическим регулированием температуры в системе отопления с учетом температуры окружающего воздуха и установкой теплообменного оборудования для закрытой системы ГВС (одноступенчатые либо двухступенчатые теплообменники);

– по независимой схеме присоединения системы отопления к тепловым сетям с автоматическим регулированием температуры в системе отопления с учетом температуры окружающего воздуха и установкой теплообменного оборудования для закрытой системы ГВС (одноступенчатые либо двухступенчатые теплообменники).

В ИТП необходимо размещать следующее оборудование в части системы ГВС:

1. Пластинчатые теплообменники первой ступени.
2. Пластинчатые теплообменники второй ступени (при необходимости в зависимости от нагрузок на отопление и ГВС).
3. Циркуляционные насосы.
4. Циркуляционно-повысительные насосы.
5. Клапаны с электроприводом.
6. Шкафы управления ГВС.
7. Запорная арматура, термопары, преобразователи давления, манометры, термометры, обратные клапана, гильзы, штуцеры, расходные материалы.

На стадии ПИР необходимо выполнить осмотр подвалов на определение технической возможности установки теплообменного оборудования.

Также рекомендуется разработать оптимальный режим работы тепловой сети от ПНС с определением величины спрямления сетевой воды в сезон положительных температур, выполнить гидравлический расчет с учетом перевода на закрытую систему горячего водоснабжения.

Для многоквартирных домов Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино, в подвалах которых отсутствует возможность установки теплообменного оборудования, рекомендовано использование открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в существующем режиме.

В рамках реализации использования открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в существующем режиме для Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино рекомендуется произвести установку клапанов с электроприводом для регулирования температуры теплоносителя в существующих ИТП потребителей (при отсутствии).

Необходимые капитальные затраты по реализации использования открытой системы теплоснабжения в существующем режиме – необходимая установка клапанов с электроприводом для регулирования температуры теплоносителя в существующих ИТП – для Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино определяются в рамках Производственной программы.

При этом, часть потребителей Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино самостоятельно предусмотрели оборудование своих квартир индивидуальными электрическими накопительными либо проточными водонагревателями (переход на автономную систему горячего водоснабжения).

Преимущества варианта перехода на автономную систему горячего водоснабжения:

- возможность регулировки температуры – используя водонагреватель в летний период, можно нагреть воду до 40°, что позволит сэкономить затраты электрической энергии;

- отсутствие зависимости от ресурсоснабжающей организации в части обеспечения бесперебойного горячего водоснабжения, а также периодических отключений по обслуживанию или ремонту системы;

- экономия энергетических ресурсов за счет экономии расхода потребления воды на нужды потребителя.

Недостатки варианта перехода на автономную систему горячего водоснабжения:

- существенные затраты потребителя горячего водоснабжения на приобретение водонагревателей;

- в случае технических неполадок водонагревателя отсутствие горячего водоснабжения у потребителя и возникновение затрат на ремонт за счет собственника жилого помещения.

При реализации варианта на автономную систему горячего водоснабжения полотенцесушители останутся подключенными к системе отопления.

Рекомендуется запланировать обследование существующих сетей электроснабжения, ВРУ, подстанций города Тобольска, проанализировать их техническое состояние: мониторинг жалоб, сбои поставки электроэнергии. Необходимо предусмотреть мероприятия, направленные на повышение надежности электроснабжения города Тобольска.

Органам местного самоуправления рекомендуется рассмотреть субсидирование на установку индивидуальных водонагревателей для льготной категории населения города Тобольска.

Рекомендуется рассмотреть круглогодичную работу котельных, работающих по закрытой системе ГВС, в рамках реализации технического перевооружения котельных.

Оценка стоимости реализации модели для Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино второго варианта

Модель предусматривает использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области.

Стоимость работ по капитальному ремонту предусмотрена за счет средств собственников помещений в МКД (фонда капитального ремонта).

Финансирование реализации модели в части установки ИТП за счет бюджетных средств не предусмотрено¹⁷.

Необходимые капитальные затраты по реализации использования открытой системы теплоснабжения в существующем режиме – необходимая установка клапанов с электроприводом для регулирования температуры теплоносителя в существующих ИТП – определяются в рамках Производственной программы.

¹⁷ В случае, когда, в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области, установка оборудования системы ГВС в ИТП, разводка системы ГВС не предусмотрена, необходимо запланировать частичное финансирование на эти работы за счет бюджетных средств

При реализации любого из вариантов необходимо предусмотреть внедрение частотного регулирования электропривода насосных агрегатов, установленных на ПНС-1, ПНС-2, ПНС-3 и ГК-1 в целях стабилизации гидравлического режима сети, в рамках запланированной модернизации.

9.2 Обоснование и пересмотр графика температур теплоносителя и его расхода в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения)

В соответствии со СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», регулирование отпуска теплоты от источников тепловой энергии предусматривается качественное, по нагрузке отопления или по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения согласно графику изменения температуры воды, в зависимости от температуры наружного воздуха.

Вид регулирования отпуска тепловой энергии на всех котельных – качественный. Изменение температуры теплоносителя в подающем трубопроводе осуществляется в зависимости от температуры наружного воздуха.

Разработка оптимальных графиков регулирования производится в три этапа.

На первом этапе корректируется температурный график качественного регулирования по отопительной нагрузке у совокупности потребителей в соответствии с соотношением фактической и договорной нагрузки и определяются параметры температур теплоносителей в точке излома графика регулирования при $t_1 \text{ изл} = 70 \text{ }^\circ\text{C}$. Расчетный расход сетевой воды остается неизменным, равным значению по режимной карте.

На втором этапе разрабатывается график регулирования для совокупности потребителей по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения.

Исходным параметром для расчета является типичная для района относительная нагрузка горячего водоснабжения, равная отношению фактических значений регулируемых нагрузок.

С учетом суточной неравномерности потребления горячей воды при расчете температурного графика принимают так называемую балансовую нагрузку ГВС (Е. Я. Соколов Теплофикация и тепловые сети. М.: Изд. МЭИ, 2001).

На третьем этапе разрабатывается график регулирования теплоотпуска на коллекторах источника с учетом падения температур теплоносителя вследствие потерь тепловой мощности в подающих и обратных теплопроводах тепловой сети. В балансах сетевой воды учитывается циркуляционный расход для компенсации тепловых потерь в сетях ГВС после тепловых пунктов.

Таким образом, при пересмотре температурных графиков рекомендуется придерживаться следующего порядка:

1. Уточнение и согласование с потребителями (ТСЖ, УК, ЮЛ, ФЛ и др.) значений фактических тепловых нагрузок. Проведение при необходимости энергетического обследования объектов с составлением энергетического паспорта.

2. Заключение с потребителями новых договоров о теплоснабжении с указанием измененных нагрузок и параметров температурных графиков.

3. Разработка режимов регулирования отпуска тепловой энергии с коллекторов источников по фактическим тепловым нагрузкам.

4. Утверждение температурных графиков и режимных карт должностными лицами ЕТО и переход на регулирование по новым графикам.

9.3 Предложения по реконструкции тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), на отдельных участках таких систем, обеспечивающих передачу тепловой энергии к потребителям

Реконструкция тепловых сетей, при реализации одного из предлагаемых вариантов перехода на закрытую или автономную систему горячего водоснабжения, не требуется.

Это объясняется применением рациональных схем присоединения теплопотребляющих установок потребителей и оптимального сочетания центрального и местного автоматического регулирования по совместной нагрузке отопления и ГВС.

9.4 Расчет потребности инвестиций для перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

В настоящем разделе приводятся обобщенная оценка потребности в инвестициях для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения по источникам тепловой энергии (табл. 94).

Стоимость ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области предусмотрена за счет средств собственников помещений в МКД (фонда капитального ремонта).

Финансирование реализации модели в части установки ИТП за счет бюджетных средств не предусмотрено.

При реализации второго варианта на 2023-2024 гг. запланированы проектные и изыскательские работы, на 2025-2032 гг. – строительно-монтажные работы.

Основным вариантом перехода на закрытую систему горячего водоснабжения для муниципального образования городской округ город Тобольск рекомендован первый вариант.

Объемы инвестиций носят прогнозный характер и подлежат ежегодному уточнению при формировании проекта бюджета на соответствующий год, исходя из возможностей местного и областного бюджетов и степени реализации мероприятий.

Объемы инвестиций подлежат корректировке при ежегодной актуализации Схемы теплоснабжения.

Таблица 94

Мероприятия, направленные на переход с открытой на закрытую систему теплоснабжения

№№	Наименование варианта	Ед. изм.		Необходимые капитальные затраты по годам реализации (без НДС), тыс. руб. (в ценах соответствующих лет)										Всего (2023-2032 гг.) без НДС, тыс. руб.
				2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	
1	Вариант 1 – переход на закрытую систему горячего водоснабжения (основной вариант) Использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области <i>(за счет капитального фонда)</i>	%	100	83 992	87 688	91 546	95 574	99 779	104 169	108 753	113 538	118 534	123 749	1 251 893
2	Вариант 2 – комбинированный вариант перехода на закрытую систему горячего водоснабжения для Нагорной части города Строительство (модернизация) центральных тепловых пунктов по зависимой схеме отопления и закрытой схеме ГВС с прокладкой внутриквартальных сетей горячего водоснабжения <i>(за счет бюджетных средств)</i>	ед./ км	14/ 70,62	3 363	3 511	152 717	159 302	166 027	172 892	179 758	186 903	194 329	202 035	1 420 835

9.5 Оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

В настоящем разделе оценка экономической эффективности перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения выполняется исходя из следующих предпосылок.

1. Снижение потребления тепловой энергии за счет автоматического регулирования температуры в системе отопления в зависимости от температуры окружающего воздуха в среднем на 14%.

2. Снижение потребления тепловой энергии приводит к снижению затрат на топливо в среднем на 25%.

3. Сокращение объемов подготовки химически очищенной воды, потребляемой в настоящее время на нужды горячего водоснабжения.

4. Внедрение частотного регулирования электропривода насосных агрегатов, установленных на ПНС-1, ПНС-2, ПНС-3 и ГК-1 позволит получить экономию электроэнергии в объеме не менее 30% от потребляемой.

5. Экономический эффект оценивается посредством расчета простого срока окупаемости.

Для первого и второго вариантов перехода на закрытую систему горячего водоснабжения определен простой срок окупаемости (табл. 95).

Таблица 95

Определение простого срока окупаемости в рамках реализации второго варианта

Наименование варианта	Стоимость в ценах 2021 года без учета НДС, млн руб.	Простой срок окупаемости, лет
Вариант 1 – переход на закрытую систему горячего водоснабжения (основной вариант)	839,92	0
Использование ИТП в подвалах жилых домов для подготовки горячего водоснабжения в рамках реализации региональной программы капитального ремонта общего имущества в многоквартирных домах Тюменской области (за счет капитального фонда)		
Вариант 2 – комбинированный вариант перехода на закрытую систему горячего водоснабжения для Нагорной части города	1 120,86	34
Строительство (модернизация) центральных тепловых пунктов по зависимой схеме отопления и закрытой схеме ГВС с прокладкой внутриквартальных сетей горячего водоснабжения (за счет бюджетных средств)		

В рамках исследования вопроса о последствиях перехода от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе теплоснабжения, влияющих на экономику процесса, можно привести следующие факторы:

–изменение затрат на содержание тепловых сетей;

–изменение затрат на обслуживание вновь устанавливаемого оборудования в тепловых узлах потребителей;

–изменение выработки электроэнергии на тепловом потреблении для источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии;

–изменение амортизационных отчислений в составе необходимой валовой выручки теплоснабжающих организаций;

–изменение режима работы источника с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии в связи с сокращением расхода подпиточной воды и сокращением возможности использования низкопотенциальной тепловой энергии отборов турбоагрегатов для нагрева подпиточной воды.

Таким образом, перевод открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы теплоснабжения в рамках второго варианта на территории г. Тобольска является экономически неэффективным. Чистая приведенная стоимость проекта по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения на прогнозный период, равный 10 годам, с учетом инвестиционной стадии проекта имеет отрицательное значение.

Основным вариантом перехода на закрытую систему горячего водоснабжения для муниципального образования городской округ город Тобольск рекомендован первый вариант.

Описание изменений в предложениях по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию переоборудованных центральных и индивидуальных тепловых пунктов

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения города Тобольска, была проведена корректировка предложений по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения в соответствии с изменениями в законодательную базу.

Книга 10 Перспективные топливные балансы

10.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории муниципального образования

На момент актуализации Схемы теплоснабжения в качестве основного вида топлива котельными города Тобольска используется природный газ.

Расчет расхода основного вида топлива для каждого источника систем теплоснабжения, перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии, произведен в соответствии с:

– Порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии, утв. Приказом Минэнерго России от 30.12.2008 № 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии»;

– Приказом Минэнерго России от 10.08.2012 № 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 т.ч. в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения»;

– СП 131.13330.2018 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*.

Расчет по каждому источнику произведен на основании:

– фактических данных по характеристикам оборудования котельных;

– данных по фактическим удельным расходам топлива по каждому источнику за базовый период;

– прогнозных значений уровня установленной и располагаемой мощности источников тепловой энергии;

– прогнозных значений подключенной нагрузки потребителей по каждому источнику, включая нагрузку на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение.

В расчет принята максимальная температура воздуха переходного периода – 10 °С. В расчет принято снижение КПД котлов со сроком эксплуатации более 10 лет и увеличение расхода условного топлива.

В расчет приняты следующие параметры, влияющие на определение максимального часового расхода топлива:

– продолжительность отопительного периода – 231 день (7,7 мес.);

– расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции в холодный период года – минус 39 °С;

– средняя температура наружного воздуха за отопительный период – минус 7,9 °С;

– температура потребляемой холодной воды в водопроводной сети в отопительный период – 5 °С;

– температура холодной воды в водопроводной сети в неотапливаемый период – 15 °С;

– максимальная температура воздуха переходного периода – 10 °С.

На перспективу до 2032 г. предусмотрено изменение среднего удельного расхода топлива для выработки тепловой энергии с учетом перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловых нагрузок и предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.

Для Тобольской ТЭЦ расход топлива определен по фактическим за 2020 год удельным расходам условного топлива (159,0 кг.у.т./Гкал).

Перспективные максимальные часовые и годовые расходы основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории города Тобольска, представлены в таблице 96.

10.2 Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива

Расчеты нормативных запасов аварийных видов топлива проводятся в соответствии с Приказом Минэнерго России от 10.08.2012 № 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 т.ч. в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».

В связи с тем, что котельные г. Тобольска используют природный газ, поставляемый по газопроводам, емкости для нормативного эксплуатационного запаса топлива не предусматриваются и эксплуатационный запас не рассчитывается.

Норматив создания запасов топлива на котельных является общим нормативным запасом основного и резервного видов топлива, определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива и нормативного эксплуатационного запаса топлива.

Неснижаемый нормативный запас топлива на отопительных котельных создается в целях обеспечения их работы в условиях непредвиденных обстоятельств (перерывы в поступлении топлива, резкое снижение температуры наружного воздуха и т.п.) при невозможности использования или исчерпании нормативного эксплуатационного запаса топлива.

Нормативный эксплуатационный запас топлива необходим для надежной и стабильной работы котельных и обеспечивает плановую выработку тепловой энергии в случае введения ограничений поставок основного вида топлива.

У АО «СУЭНКО» заключен договор с ООО «Лидер Групп» на поставку аварийного топлива в случае возникновения аварийной ситуации.

Результаты расчета нормативов запаса топлива представлены в таблице 97.

Перспективный топливный баланс города Тобольска

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)						
						2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.		
1	Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55																
1.1	Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	158,79	158,79	158,79	158,79	158,79	158,79	155,28	155,28	155,28	155,28	156,45		
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	166,12	166,12	166,12	166,12	166,12	166,12	162,45	162,45	162,45	162,45	163,67		
		годовой расход	газ	т у.т.	73,229	67,19	67,19	67,19	67,19	67,2	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7	66,2	
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073
				тыс. м³	63,500	58,26	58,26	58,26	58,26	58,3	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,0	57,4
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	20,71	20,71	20,71	20,71	20,71	20,71	20,25	20,25	20,25	20,25	20,25	20,40	
				м³/ч	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,56	17,56	17,56	17,56	17,56	17,69	
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			переходный	кг у.т./ч	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	
м³/ч	0,02			0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02			
2	Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136																
1.2	Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	158,29	158,29	158,29	158,29	158,29	158,29	158,29	155,28	155,28	155,28	155,28		
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	172,18	172,30	171,87	171,44	171,03	171,03	171,03	167,79	167,79	167,79	167,79		
		годовой расход	газ	т у.т.	1085,671	945,2	943,1	941,1	939,2	1014,8	1014,8	995,6	995,6	995,6	995,6	995,6	
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	
				тыс. м³	941,430	819,6	817,8	816,1	814,4	880,0	880,0	863,3	863,3	863,3	863,3	863,3	
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	336,46	339,68	338,07	336,53	335,03	335,03	335,03	328,68	328,68	328,68	328,68	328,68	
				м³/ч	291,75	294,55	293,16	291,82	290,52	290,52	290,52	285,01	285,01	285,01	285,01		
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			переходный	кг у.т./ч	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	
м³/ч	0,29			0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29			
3	Котельная № 4, ул. Мира, 76																
1.3	Котельная № 4, ул. Мира, 76	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	157,91	157,91	157,91	157,91	157,91	159,48	159,48	159,48	159,48	159,48	155,28		
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	163,43	163,67	163,67	163,67	163,67	165,31	165,31	165,31	165,31	165,31	171,46		
		годовой расход	газ	т у.т.	1082,395	1570,1	1570,1	1570,1	1570,1	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8	3153,2	
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	
				тыс. м³	938,590	1361,5	1361,5	1361,5	1361,5	1425,4	1425,4	1425,4	1425,4	1425,4	1425,4	2734,2	
		зимний	кг у.т./ч	459,58	492,34	492,34	492,34	492,34	497,26	497,26	497,26	497,26	497,26	497,26	1 003,51		

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)							
						2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.			
		максимальный часовой расход	летний	м³/ч	398,52	426,93	426,93	426,93	426,93	431,20	431,20	431,20	431,20	431,20	870,19			
				кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
			м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
			переходный	кг у.т./ч	0,47	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,99		
				м³/ч	0,40	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,86		
4	Котельная № 5, ул. Ленина, 72а																	
1.4	Котельная № 5, ул. Ленина, 72а	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	157,99	157,99	157,99	157,99	157,99	157,99	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28			
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	172,45	172,65	172,65	172,65	172,65	172,65	171,81	171,81	171,81	171,81	171,81	171,81		
		годовой расход	газ	т у.т.	730,700	687,4	687,4	687,4	687,4	751,1	852,1	852,1	852,1	852,1	852,1	852,1		
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	
				тыс. м³	633,620	596,0	596,0	596,0	596,0	651,3	738,9	738,9	738,9	738,9	738,9	738,9	738,9	
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	214,73	217,96	217,96	217,96	217,96	217,96	252,42	252,42	252,42	252,42	252,42	252,42	252,42	
				м³/ч	186,20	189,00	189,00	189,00	189,00	189,00	218,88	218,88	218,88	218,88	218,88	218,88	218,88	
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			переходный	кг у.т./ч	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	
				м³/ч	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23			
5	Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22																	
1.5	Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	159,20	159,20	159,20	159,20	159,20	159,20	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28			
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	174,87	174,87	174,87	174,87	174,87	174,87	170,58	170,58	170,58	170,58	170,58	170,58		
		годовой расход	газ	т у.т.	1188,433	1132,3	1132,3	1132,3	1132,3	1243,9	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3	1213,3		
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	
				тыс. м³	1030,540	981,9	981,9	981,9	981,9	1078,6	1052,1	1052,1	1052,1	1052,1	1052,1	1052,1	1052,1	
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	315,99	315,99	315,99	315,99	315,99	315,99	308,22	308,22	308,22	308,22	308,22	308,22	308,22	
				м³/ч	274,00	274,00	274,00	274,00	274,00	274,00	267,27	267,27	267,27	267,27	267,27	267,27	267,27	
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			переходный	кг у.т./ч	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	
				м³/ч	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27			
6	Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11																	
1.6	Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	160,90	160,90	160,90	160,90	160,90	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28	156,45	-		
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	163,78	163,78	163,78	163,78	163,78	158,06	158,06	158,06	158,06	158,06	159,25	-		
		годовой расход	газ	т у.т.	190,373	190,4	190,4	190,4	190,4	183,7	187,0	187,0	187,0	187,0	187,0	188,4	-	
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	-
				тыс. м³	165,080	165,1	165,1	165,1	165,1	159,3	162,2	162,2	162,2	162,2	162,2	163,4	-	

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)						
						2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.		
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	84,85	84,85	84,85	84,85	81,89	81,89	81,89	81,89	81,89	82,50	-		
				м³/ч	73,58	73,58	73,58	73,58	71,01	71,01	71,01	71,01	71,01	71,54	-		
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			переходный	кг у.т./ч	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	-
				м³/ч	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	-
7	Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в																
1.7	Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	158,68	158,68	158,68	158,68	158,68	160,26	160,26	160,26	160,26	155,28	155,28		
				кг у.т./Гкал	173,97	173,97	173,97	173,97	173,97	175,71	175,71	175,71	175,71	175,71	170,25	170,25	
		годовой расход	газ	т у.т.	2238,989	2123,5	2123,5	2123,5	2123,5	2351,5	2351,5	2351,5	2351,5	2351,5	2278,4	2278,4	
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	
				тыс. м³	1941,520	1841,4	1841,4	1841,4	1841,4	2039,1	2039,1	2039,1	2039,1	2039,1	1975,7	1975,7	
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	708,34	708,34	708,34	708,34	708,34	715,42	715,42	715,42	715,42	715,42	693,18	693,18	
				м³/ч	614,23	614,23	614,23	614,23	614,23	620,37	620,37	620,37	620,37	620,37	601,09	601,09	
			летний	кг у.т./ч	72,22	72,22	72,22	72,22	72,22	72,94	72,94	72,94	72,94	72,94	70,67	70,67	
				м³/ч	62,62	62,62	62,62	62,62	62,62	63,25	63,25	63,25	63,25	63,25	61,28	61,28	
			переходный	кг у.т./ч	72,89	72,89	72,89	72,89	72,89	73,61	73,61	73,61	73,61	73,61	71,34	71,34	
				м³/ч	63,20	63,20	63,20	63,20	63,20	63,83	63,83	63,83	63,83	63,83	61,86	61,86	
		8	Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а														
1.8	Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	159,17	159,17	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28	156,45	156,45	156,45	-		
				кг у.т./Гкал	197,00	200,62	195,71	195,71	195,71	195,71	195,71	197,18	197,18	197,18	-		
		годовой расход	газ	т у.т.	669,003	614,4	599,4	599,4	599,4	755,4	755,4	761,1	761,1	761,1	-		
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073		
				тыс. м³	580,120	532,7	519,7	519,7	519,7	655,0	655,0	660,0	660,0	660,0	660,0		
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	227,23	252,35	246,18	246,18	246,18	246,18	246,18	248,03	248,03	248,03	248,03	-	
				м³/ч	197,04	218,82	213,48	213,48	213,48	213,48	213,48	215,08	215,08	215,08	215,08		
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
			переходный	кг у.т./ч	0,20	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	-	
				м³/ч	0,17	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	-	
		9	Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в														
1.9	Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	158,22	158,22	158,22	158,22	158,22	159,80	159,80	159,80	159,80	159,80	155,28		
				кг у.т./Гкал	161,37	161,37	161,37	161,37	161,37	162,98	162,98	162,98	162,98	162,98	158,37		

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)						
						2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.		
		годовой расход	газ	т у.т.	2468,005	2796,7	2796,7	2796,7	2796,7	2880,9	2880,9	2880,9	2880,9	2880,9	2799,4		
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073
				тыс. м³	2140,110	2425,1	2425,1	2425,1	2425,1	2498,1	2498,1	2498,1	2498,1	2498,1	2498,1	2498,1	2427,5
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	830,39	830,39	830,39	830,39	830,39	838,69	838,69	838,69	838,69	838,69	838,69	838,69	814,97
				м³/ч	720,07	720,07	720,07	720,07	720,07	727,27	727,27	727,27	727,27	727,27	727,27	727,27	706,70
			летний	кг у.т./ч	63,26	63,26	63,26	63,26	63,26	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	62,09
				м³/ч	54,86	54,86	54,86	54,86	54,86	55,41	55,41	55,41	55,41	55,41	55,41	55,41	53,84
			переходный	кг у.т./ч	64,14	64,14	64,14	64,14	64,14	64,77	64,77	64,77	64,77	64,77	64,77	64,77	62,96
м³/ч	55,62			55,62	55,62	55,62	55,62	56,16	56,16	56,16	56,16	56,16	56,16	56,16	54,60		
10	Котельная № 12, ул. Ленина, 90а																
1.10	Котельная № 12, ул. Ленина, 90а	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	157,89	157,89	157,89	157,89	157,89	159,07	-	-	-	-	-		
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	168,86	168,86	168,86	168,86	168,86	170,12	-	-	-	-	-		
		годовой расход	газ	т у.т.	93,998	91,8	91,8	91,8	91,8	98,9	-	-	-	-	-	-	
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	-	-	-	-	-	-	
				тыс. м³	81,510	79,6	79,6	79,6	79,6	85,8	-	-	-	-	-	-	
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	31,66	31,66	31,66	31,66	31,66	31,90	-	-	-	-	-	-	
				м³/ч	27,45	27,45	27,45	27,45	27,45	27,66	-	-	-	-	-	-	
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
м³/ч	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
переходный	кг у.т./ч		0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	-	-	-	-	-			
	м³/ч		0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	-	-	-	-	-			
11	Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36																
1.11	Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	157,92	157,92	157,92	157,92	157,92	160,29	160,29	160,29	155,28	155,28	155,28		
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	162,18	162,18	162,18	162,18	162,18	164,61	164,61	164,61	159,47	159,47	159,47		
		годовой расход	газ	т у.т.	39,025	34,7	34,7	34,7	34,7	36,1	36,1	36,1	35,0	35,0	35,0	35,0	
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	
				тыс. м³	33,840	30,0	30,0	30,0	30,0	31,3	31,3	31,3	30,3	30,3	30,3	30,3	
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	12,18	12,18	12,18	12,18	12,18	12,37	12,37	12,37	11,98	11,98	11,98	11,98	
				м³/ч	10,57	10,57	10,57	10,57	10,57	10,72	10,72	10,72	10,39	10,39	10,39		
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
м³/ч	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
переходный	кг у.т./ч		0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01			
	м³/ч		0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01			
12	Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в																
1.12	Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	160,08	160,08	160,08	160,08	160,08	161,68	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28		

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)					
						2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	163,02	163,02	163,02	163,02	163,02	164,65	162,20	162,20	162,20	162,20		
		годовой расход	газ	т у.т.	1558,488	1538,2	1538,2	1538,2	1538,2	1582,1	2026,1	2026,1	2026,1	2026,1		
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	
				тыс. м³	1351,430	1333,8	1333,8	1333,8	1333,8	1371,9	1756,9	1756,9	1756,9	1756,9	1756,9	
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	576,09	576,09	576,09	576,09	576,09	581,85	760,21	760,21	760,21	760,21		
				м³/ч	499,55	499,55	499,55	499,55	499,55	504,55	659,21	659,21	659,21	659,21	659,21	
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			переходный	кг у.т./ч	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,68	0,68	0,68	0,68	
				м³/ч	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,59	0,59	0,59	0,59	
13	Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в															
1.13	Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	155,87	155,87	155,87	157,43	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28	156,06	156,06	
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	176,52	176,52	176,52	178,29	175,85	175,85	175,85	175,85	175,85	176,73	176,73	
		годовой расход	газ	т у.т.	1043,601	959,6	959,6	969,2	956,0	1082,7	1082,7	1082,7	1082,7	1082,7	1088,1	1088,1
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073
				тыс. м³	904,950	832,1	832,1	840,5	829,0	938,8	938,8	938,8	938,8	938,8	943,5	943,5
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	215,63	215,63	215,63	217,79	214,81	214,81	214,81	214,81	214,81	214,81	215,89	215,89
				м³/ч	186,98	186,98	186,98	188,85	186,27	186,27	186,27	186,27	186,27	186,27	187,20	187,20
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			переходный	кг у.т./ч	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
м³/ч	0,18			0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18		
14	Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16															
1.14	Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	164,10	164,10	164,10	164,10	164,10	169,03	169,03	169,03	155,28	155,28	155,28	
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	192,97	192,97	192,97	192,97	192,97	198,76	198,76	198,76	182,60	182,60	182,60	
		годовой расход	газ	т у.т.	143,252	38,4	38,4	38,4	38,4	46,6	46,6	46,6	42,8	42,8	42,8	
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073
				тыс. м³	124,220	33,3	33,3	33,3	33,3	40,4	40,4	40,4	37,1	37,1	37,1	
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	14,98	14,98	14,98	14,98	14,98	15,42	15,42	15,42	14,17	14,17	14,17	
				м³/ч	12,99	12,99	12,99	12,99	12,99	13,38	13,38	13,38	12,29	12,29	12,29	
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			переходный	кг у.т./ч	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
м³/ч	0,01			0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01		
15	Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в															

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
						2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
1.15	Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	158,28	158,28	158,28	158,28	160,66	155,28	155,28	155,28	155,28	156,45	
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	159,47	159,47	159,47	159,47	161,87	156,45	156,45	156,45	156,45	157,63	
		годовой расход	газ	т у.т.	443,768	425,2	425,2	425,2	431,6	420,3	420,3	420,3	420,3	420,3	423,4
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073
				тыс. м³	384,810	368,7	368,7	368,7	374,2	364,5	364,5	364,5	364,5	364,5	367,2
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	218,39	218,39	218,39	218,39	221,67	214,25	214,25	214,25	214,25	214,25	215,86
				м³/ч	189,38	189,38	189,38	189,38	192,22	185,79	185,79	185,79	185,79	185,79	187,18
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
переходный	кг у.т./ч		0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24		
	м³/ч		0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21		
16	Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в														
1.16	Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	158,61	158,61	158,61	158,61	160,19	160,19	-	-	-	-	
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	167,54	167,54	167,54	167,54	169,21	169,21	-	-	-	-	
		годовой расход	газ	т у.т.	735,416	709,5	709,5	709,5	716,6	756,9	-	-	-	-	
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	-	-	-	-	
				тыс. м³	637,710	615,2	615,2	615,2	621,4	656,3	-	-	-	-	
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	180,32	180,32	180,32	180,32	182,13	182,13	-	-	-	-	
				м³/ч	156,37	156,37	156,37	156,37	157,93	157,93	-	-	-	-	
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
переходный	кг у.т./ч		0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	-	-	-	-			
	м³/ч		0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	-	-	-	-			
17	Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16														
1.17	Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	156,98	156,98	156,98	156,98	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28	156,06	
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	167,70	167,70	167,70	167,70	165,89	165,89	165,89	165,89	165,89	166,72	
		годовой расход	газ	т у.т.	1073,400	1061,0	1061,0	1061,0	1049,5	1121,2	1121,2	1121,2	1121,2	1121,2	1126,8
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073
				тыс. м³	930,790	920,0	920,0	920,0	910,1	972,2	972,2	972,2	972,2	972,2	977,1
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	233,35	233,35	233,35	233,35	230,84	230,84	230,84	230,84	230,84	230,84	231,99
				м³/ч	202,35	202,35	202,35	202,35	200,17	200,17	200,17	200,17	200,17	200,17	201,17
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
переходный	кг у.т./ч		0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25		
	м³/ч		0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22		

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)					
						2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	
18	Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в															
1.18	Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	158,65	158,65	158,65	161,82	161,82	161,82	161,82	161,82	161,82	161,82	161,82	
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	167,60	167,60	167,37	170,50	170,28	170,28	170,28	170,28	170,28	170,28	170,28	170,28
		годовой расход	газ	т у.т.	5154,695	4772,8	4772,8	4868,3	4868,3	5122,8	5122,8	5122,8	5122,8	5122,8	5122,8	5122,8
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073
				тыс. м³	4469,850	4138,7	4138,7	4221,5	4221,5	4442,2	4442,2	4442,2	4442,2	4442,2	4442,2	4442,2
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	2 009,94	2 009,94	2 004,74	2 039,71	2 034,75	2 034,75	2 034,75	2 034,75	2 034,75	2 034,75	2 034,75	2 034,75
				м³/ч	1 742,90	1 742,90	1 738,39	1 768,72	1 764,42	1 764,42	1 764,42	1 764,42	1 764,42	1 764,42	1 764,42	
			летний	кг у.т./ч	213,02	213,02	212,47	216,18	215,65	215,65	215,65	215,65	215,65	215,65	215,65	215,65
				м³/ч	184,72	184,72	184,24	187,46	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00	187,00
			переходный	кг у.т./ч	214,99	214,99	214,44	218,14	217,61	217,61	217,61	217,61	217,61	217,61	217,61	217,61
м³/ч	186,43			186,43	185,95	189,16	188,70	188,70	188,70	188,70	188,70	188,70	188,70	188,70		
19	Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50															
1.19	Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	159,55	159,55	159,55	161,14	161,14	161,14	161,14	161,14	164,36	155,28	155,28	
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	169,84	169,84	169,84	171,37	171,37	171,37	171,37	171,37	174,80	165,14	165,14	
		годовой расход	газ	т у.т.	7318,367	7371,6	7371,6	7439,1	7439,1	7911,4	7911,4	7911,4	7911,4	8069,6	7623,8	7623,8
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073
				тыс. м³	6346,060	6392,2	6392,2	6450,7	6450,7	6860,3	6860,3	6860,3	6860,3	6997,5	6610,9	6610,9
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	2 441,98	2 441,98	2 441,98	2 461,96	2 461,96	2 461,96	2 461,96	2 461,96	2 461,96	2 511,20	2 372,46	2 372,46
				м³/ч	2 117,54	2 117,54	2 117,54	2 134,87	2 134,87	2 134,87	2 134,87	2 134,87	2 134,87	2 177,57	2 057,26	2 057,26
			летний	кг у.т./ч	209,91	209,91	209,91	211,63	211,63	211,63	211,63	211,63	211,63	215,86	203,93	203,93
				м³/ч	182,02	182,02	182,02	183,51	183,51	183,51	183,51	183,51	183,51	187,18	176,84	176,84
			переходный	кг у.т./ч	212,32	212,32	212,32	214,04	214,04	214,04	214,04	214,04	214,04	218,27	206,34	206,34
м³/ч	184,11			184,11	184,11	185,60	185,60	185,60	185,60	185,60	185,60	189,27	178,93	178,93		
20	Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а															
1.20	Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	162,74	162,74	162,74	162,74	162,74	162,74	165,19	165,19	165,19	155,28	155,28	
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	165,67	165,67	165,67	165,67	165,67	165,67	168,16	168,16	168,16	158,08	158,08	
		годовой расход	газ	т у.т.	26,997	24,6	24,6	24,6	24,6	25,1	25,4	25,4	25,4	25,4	23,9	23,9
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073
				тыс. м³	23,410	21,3	21,3	21,3	21,3	21,7	22,1	22,1	22,1	22,1	20,7	20,7
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	25,41	25,41	25,41	25,41	25,41	25,41	25,79	25,79	25,79	24,25	24,25	
				м³/ч	22,04	22,04	22,04	22,04	22,04	22,04	22,37	22,37	22,37	21,03	21,03	
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
м³/ч	-			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)					
						2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	
						переходный	кг у.т./ч	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
21	Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а															
1.21	Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	160,24	162,65	162,65	162,65	155,28	155,28	
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	162,19	162,19	162,19	162,19	162,19	162,19	164,62	164,62	164,62	157,17	157,17	
		годовой расход	газ	т у.т.	127,015	136,3	136,3	136,3	136,3	138,0	140,0	140,0	140,0	133,7	133,7	
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073
				тыс. м³	110,140	118,2	118,2	118,2	118,2	119,6	121,4	121,4	121,4	121,4	115,9	115,9
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	57,76	57,76	57,76	57,76	57,76	57,76	58,63	58,63	58,63	55,98	55,98	
				м³/ч	50,09	50,09	50,09	50,09	50,09	50,09	50,84	50,84	50,84	48,54	48,54	
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			переходный	кг у.т./ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
м³/ч	0,06			0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06		
22	Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в															
1.22	Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	158,33	158,33	158,33	160,70	160,70	160,70	160,70	160,70	163,08	163,08	-	
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	162,91	162,91	162,91	165,36	165,36	165,36	165,36	165,36	167,80	167,80	-	
		годовой расход	газ	т у.т.	153,666	163,4	163,4	165,8	165,8	165,8	165,8	165,8	165,8	168,3	168,3	-
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	-
				тыс. м³	133,250	141,7	141,7	143,8	143,8	143,8	143,8	143,8	143,8	145,9	145,9	-
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	41,49	41,49	41,49	42,11	42,11	42,11	42,11	42,11	42,11	42,74	42,74	-
				м³/ч	35,98	35,98	35,98	36,52	36,52	36,52	36,52	36,52	36,52	37,06	37,06	-
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			переходный	кг у.т./ч	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	-
м³/ч	0,04			0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	-		
23	Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3															
1.23	Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	161,50	161,50	161,50	163,92	163,92	155,28	155,28	155,28	155,28	155,28	156,45	
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	166,39	166,39	166,39	168,89	168,89	159,99	159,99	159,99	159,99	159,99	161,19	
		годовой расход	газ	т у.т.	121,099	137,1	137,1	139,1	139,1	135,8	135,8	135,8	135,8	135,8	135,8	136,8
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073
				тыс. м³	105,010	118,9	118,9	120,7	120,7	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	117,8	118,6
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	65,59	65,59	65,59	66,57	66,57	63,07	63,07	63,07	63,07	63,07	63,07	63,54
м³/ч	56,88			56,88	56,88	57,73	57,73	54,69	54,69	54,69	54,69	54,69	54,69	55,10		

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)					
						2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
			переходный	кг у.т./ч	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07		
				м³/ч	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06		
24	Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в															
1.24	Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	158,05	158,05	158,05	158,05	158,05	160,42	160,42	160,42	155,28	155,28	155,28	
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	170,28	170,28	170,28	170,28	170,28	172,84	172,84	172,84	167,30	167,30	167,30	
		годовой расход	газ	т у.т.	315,012	337,2	337,2	337,2	337,2	342,3	342,3	342,3	331,3	331,3	331,3	
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	
				тыс. м³	273,160	292,4	292,4	292,4	292,4	296,8	296,8	296,8	287,3	287,3	287,3	
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	129,10	129,10	129,10	129,10	129,10	131,04	131,04	131,04	126,84	126,84	126,84	
				м³/ч	111,95	111,95	111,95	111,95	111,95	113,63	113,63	113,63	109,99	109,99	109,99	
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			переходный	кг у.т./ч	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	
м³/ч	0,12			0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12			
25	Котельная № 31, ул. Ленина, 26б															
1.25	Котельная № 31, ул. Ленина, 26б	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	157,68	157,68	157,68	162,41	162,41	162,41	162,41	162,41	162,41	162,41	-	
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	161,45	161,45	161,45	166,29	166,29	166,29	166,29	166,29	166,29	166,29	166,29	-
		годовой расход	газ	т у.т.	189,854	203,6	203,6	209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	209,7	-
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	-
				тыс. м³	164,630	176,6	176,6	181,9	181,9	181,9	181,9	181,9	181,9	181,9	181,9	-
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	109,32	109,32	109,32	112,60	112,60	112,60	112,60	112,60	112,60	112,60	112,60	-
				м³/ч	94,79	94,79	94,79	97,64	97,64	97,64	97,64	97,64	97,64	97,64	97,64	-
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				м³/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
			переходный	кг у.т./ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
м³/ч	0,11			0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	-	
18	Итого город Тобольск															
1.18	Итого город Тобольск	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	158,8	158,7	158,7	159,7	159,6	160,0	159,3	159,3	160,0	157,3	156,5	
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	169,0	169,0	168,8	169,9	169,7	170,1	169,7	169,6	170,4	167,4	167,0	
		годовой расход	газ	т у.т.	28 264,5	28 132,2	28 115,1	28 296,2	28 276,5	30 091,1	29 750,6	29 737,0	29 881,8	29 361,8	29 472,5	
				тыс. м³	24 509,3	24 394,6	24 379,8	24 536,9	24 519,7	26 093,2	25 798,0	25 786,2	25 911,8	25 460,8	25 556,9	
максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	20	20	20	20	20	20	19	19	19	19	17			
					133,77	409,44	356,58	440,91	389,51	436,66	755,86	746,83	842,76	497,63	607,24	

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)					
						2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	
				м³/ч	17 458,83	17 697,87	17 652,03	17 725,16	17 680,59	17 721,48	17 131,12	17 123,30	17 206,48	16 907,21	15 267,96	
			летний	кг у.т./ч	1 795,60	1 825,37	1 820,64	1 828,18	1 823,59	1 827,80	1 766,91	1 766,11	1 774,69	1 743,82	1 574,75	
				м³/ч	1 557,04	1 582,85	1 578,75	1 585,29	1 581,31	1 584,96	1 532,16	1 531,47	1 538,90	1 512,14	1 365,53	
			переходный	кг у.т./ч	1 815,50	1 845,53	1 840,77	1 848,27	1 843,64	1 847,86	1 786,35	1 785,55	1 794,12	1 763,26	1 592,35	
				м³/ч	1 574,30	1 600,34	1 596,21	1 602,71	1 598,70	1 602,36	1 549,02	1 548,32	1 555,76	1 528,99	1 380,79	
26	Тобольская ТЭЦ															
1.26	Тобольская ТЭЦ	удельный расход топлива	природный газ	кг у.т./Гкал	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	159,0	
		годовой расход	газ	т у.т.	239614,5	243454,8	246854,0	249459,6	251811,0	276773,5	278190,5	279607,6	281024,7	282441,7	283858,8	
				калорийность	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073	8073
				тыс. м³	207779,7	211109,8	214057,4	216316,8	218355,8	240001,8	241230,6	242459,4	243688,2	244917,0	246145,8	
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	68 071,05	68 989,63	69 770,94	70 351,13	70 879,95	71 408,76	71 775,75	72 142,73	72 509,72	72 876,70	73 243,69	
				м³/ч	59 027,23	59 823,77	60 501,28	61 004,39	61 462,94	61 921,50	62 239,73	62 557,96	62 876,19	63 194,42	63 512,64	
			летний	кг у.т./ч	11 357,32	11 619,34	11 866,00	12 063,76	12 239,79	12 415,83	12 478,76	12 541,69	12 604,62	12 667,55	12 730,48	
				м³/ч	9 848,40	10 075,61	10 289,50	10 460,99	10 613,63	10 766,28	10 820,85	10 875,42	10 929,99	10 984,56	11 039,13	
			переходный	кг у.т./ч	11 417,64	11 680,36	11 927,59	12 125,75	12 302,16	12 478,58	12 541,83	12 605,08	12 668,34	12 731,59	12 794,84	
				м³/ч	9 900,71	10 128,53	10 342,91	10 514,74	10 667,72	10 820,69	10 875,54	10 930,39	10 985,24	11 040,09	11 094,94	

Нормативы создания запасов аварийного топлива котельных города Тобольска

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
							2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
1.1	Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		ННЗТ		т н.т.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
		ННЗТ		т н.т.	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.3	Котельная № 4, ул. Мира, 76	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006
		ННЗТ		т н.т.	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.4	Котельная № 5, ул. Ленина, 72а	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
		ННЗТ		т н.т.	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.5	Котельная № 6, ул. 2-я Вокзальная, 22	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
		ННЗТ		т н.т.	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.6	Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ННЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.7	Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
		ННЗТ		т н.т.	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.8	Котельная № 10, ул. Володарского, уч. 27а	ОНЗТ	отсутствует	т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ННЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.9	Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		ННЗТ		т н.т.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.10	Котельная № 12, ул. Ленина, 90а	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ННЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.11	Котельная № 13, ул. 3-я Речная, 36	ОНЗТ	отсутствует	т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ННЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.12	Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
		ННЗТ		т н.т.	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.13	Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ННЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.14	Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16	ОНЗТ	отсутствует	т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ННЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.15	Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		ННЗТ		т н.т.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.16		ОНЗТ		т н.т.	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)				
							2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.
	Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
		ННЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.17	Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ННЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.18	Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
		ННЗТ		т н.т.	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.19	Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027
		ННЗТ		т н.т.	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.20	Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		ННЗТ		т н.т.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.21	Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
		ННЗТ		т н.т.	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.22	Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		ННЗТ		т н.т.	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.23	Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3	ОНЗТ	отсутствует	т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ННЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.24	Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в	ОНЗТ	отсутствует	т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		ННЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.25	Котельная № 31, ул. Ленина, 26б	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
		ННЗТ		т н.т.	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Итого по муниципальным котельным города Тобольска	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111
		ННЗТ		т н.т.	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	0,111	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

10.3 Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Основным видом топлива, используемым на ТЭЦ и котельных города Тобольска, является природный газ. В качестве резервного топлива на котельных применяется дизельное топливо, на Тобольской ТЭЦ мазут.

Возобновляемые источники энергии, в качестве топлива, не используются.

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

На момент актуализации Схемы теплоснабжения в качестве основного вида топлива является природный газ, с теплотворной способностью – 8037 ккал/м³.

10.5 Преобладающий в муниципальном образовании вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем муниципальном образовании

На момент актуализации Схемы теплоснабжения основным видом топлива на территории города Тобольска является природный газ (100 %).

10.6 Приоритетное направление развития топливного баланса муниципального образования

Приоритетным направлением развития топливного баланса системы теплоснабжения города Тобольска является сохранение в качестве основного вида топлива на источниках тепловой энергии природного газа.

Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии

За период с момента утверждения ранее актуализированной Схемы теплоснабжения города Тобольска произошли изменения в части прогнозной величины тепловых нагрузок, уровня потерь, потребления тепловой энергии на собственные нужды.

Книга 11 Оценка надежности теплоснабжения

11.1 Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения

Показатель уровня надежности, определяемый суммарной приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии в отопительный сезон, (P_n) рассчитывается по формуле:

$$P_n = \sum_{j=1}^{M_{no}} T_{jnp} / L,$$

где:

T_{jnp} – продолжительность (с учетом коэффициента K_v) j -ого прекращения подачи тепловой энергии за отопительный сезон в течение расчетного периода регулирования (в часах);

M_{no} – общее число прекращений подачи тепловой энергии за отопительный сезон согласно данным, подготовленным регулируемой организацией.

P_{pm} – продолжительность прекращений подачи тепловой энергии в межотопительный период. Для его расчета рассматриваются лишь соответствующие нарушения, не затрагивающие отопительный сезон;

$P_n(1)$ – продолжительность прекращений подачи тепловой энергии, с выделением потребителей товаров и услуг 1 категории надежности. Для его расчета продолжительность j -ого прекращения определяется как максимальная из продолжительностей прекращений, зафиксированных у потребителей товаров и услуг только в отношении потребителей тепловой энергии, имеющих 1 категорию надежности.

В соответствии с СП 124.13330.2012 (актуализированная редакция СП 124.13330.2012) расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

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

1. Интенсивность отказов элементов тепловой сети (ТС)

1.1. Интенсивность отказов теплопровода λ с учетом времени его эксплуатации [9]:

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

где $\lambda^{нач}$ – начальная интенсивность отказов теплопровода, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, $1/(\text{км} \cdot \text{ч})$;

$\tau^{экспл}$ – продолжительность эксплуатации участка, лет;

α – коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации участка:

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

1.2. Интенсивность отказов одной единицы запорно-регулирующей арматуры (ЗРА):

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

2. Параметр потока отказов элементов ТС:

2.1. Параметр потока отказов участков ТС:

$$\omega = \lambda \cdot L, 1/\text{ч},$$

где L - длина участка ТС, км;

2.2. Параметр потока отказов ЗРА:

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

3. Среднее время до восстановления элементов ТС

3.1. Среднее время до восстановления участков ТС:

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

где: $L_{\text{сз}}$ - расстояние между секционирующими задвижками (СЗ), км;

d – диаметр теплопровода, м.

Значения коэффициентов a, b, c для формулы 7, приведенные в табл. 98, получены на основе численных значений времени восстановления теплопроводов в зависимости от их диаметров, рекомендуемых СП 124.13330.2012.

Расстояния $L_{\text{сз}}$ между СЗ должны соответствовать требованиям СНиП 41–02–2003 (п. 10.17) и приниматься в соответствии с таблицей 99.

Таблица 98

Значения коэффициентов a, b, c в формуле (8)

Коэффициент	a	b	c
Значение	2.91256074780734	20.8877641154199	-1.87928919400643

Таблица 99

Расстояния между СЗ в метрах и место их расположения

Диаметр теплопровода, м	Диаметр не изменяется		Диаметр изменяется	
	ответвлений нет	ответвления есть	ответвлений нет	ответвления есть
до 0,4	1000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,4 до 0,6	1500	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1500 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,6 до 0,9	3000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 3000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)

Диаметр теплопровода, м	Диаметр не изменяется		Диаметр изменяется	
	ответвлений нет	ответвления есть	ответвлений нет	ответвления есть
более 0,9	5000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 5000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)

Если в результате анализа выявляется несоответствие принятым условиям, то в расчете среднего времени восстановления количество секционированных задвижек и расстояние между ними условно принимается равным такому, при котором обеспечивается выполнение этих условий. Установка дополнительных задвижек включается в рекомендации.

3.2. 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 формуле 8.

4. Интенсивность восстановления элементов ТС:

$$\mu = \frac{1}{z^B}, 1/\text{ч}$$

5. Стационарная вероятность рабочего состояния сети:

$$p_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^N \frac{\omega_i}{\mu_i}\right)^{-1}$$

где N – число элементов ТС (участков и ЗРА).

6. Вероятность состояния сети, соответствующая отказу f-го элемента:

$$p_f = \frac{\omega_f}{\mu_f} \cdot p_0$$

Численные значения коэффициентов тепловой аккумуляции зданий различных типов принимаются в соответствии с рекомендациями МДС 41-6.2000.

Расчетные температуры воздуха в зданиях принимаются в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.2.2645-10.

Продолжительности стояния температур наружного воздуха принимаются по СП 131.13330.2012 «Строительная климатология».

Для расчета вероятности безотказной работы систем теплоснабжения г. Тобольска от каждого источника определены основные расчетные пути до потребителя (табл. 100).

Расчетный путь для определения вероятности безотказной работы для резервируемых участков тепловых сетей от источников г. Тобольска (в существующем режиме циркуляции теплоносителя)

Расчетный путь для оценки надежности ТС	
Источник	Наиболее удаленный потребитель
	Наименование
Нагорная часть	
Тобольская ТЭЦ	ГК-1
Подгорная часть	
Котельная № 4	Д/с № 12
Котельная № 5	ул. Семакова, 58
Котельная № 6	Ул. Зеленая, 101
Котельная № 8	ул. Ершова, 2
Котельная № 10	Декабристов, 40
Котельная № 12	ул. Гоголя, 41
Котельная № 13	ул. 1-я Трудовая, 39
Котельная № 14	ул. 1-я Луговая, 48
Котельная № 17	Пединститут, столовая
Котельная № 18	ул. Ленина, 202
Котельная № 24	Детсад №5 "Голубок"
Котельная № 25	ул. Декабристов, 10, Сайтов С.
Котельная № 27	ул. Лермонтова, 7, АБК
Котельная № 29	Базарная площадь, магазин
Котельная № 31	Школа №1, мастерские
мкр. Иртышский	
Котельная № 3	Верхнефилатовская, 1
Котельная № 20	ж/д №10, КХ «Расчет»
мкр. Менделеево	
Котельная № 22	Эстетический центр
Район Юго-Восточный	
Котельная № 16	ул. Крупской, 16, Южакова Г.Г.
ТО Левобережье	
Котельная № 15	ул. Левобережная, 48
Котельная № 19	ул. Калинина, 3
п. Сумкино	
Котельная № 9	ул. Заводская, 11
Котельная № 11	Ул. Водников, 3
Котельная № 2	ул. Октябрьская, 57
Район Пионерной базы	
Котельная № 28	Проходная МЧС

Ниже рассмотрен расчет показателей надежности сетей теплоснабжения г. Тобольска.

Тобольская ТЭЦ. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Тобольская ТЭЦ» и заканчивается «Уз. А», потребителем «Город» (рис. 23).

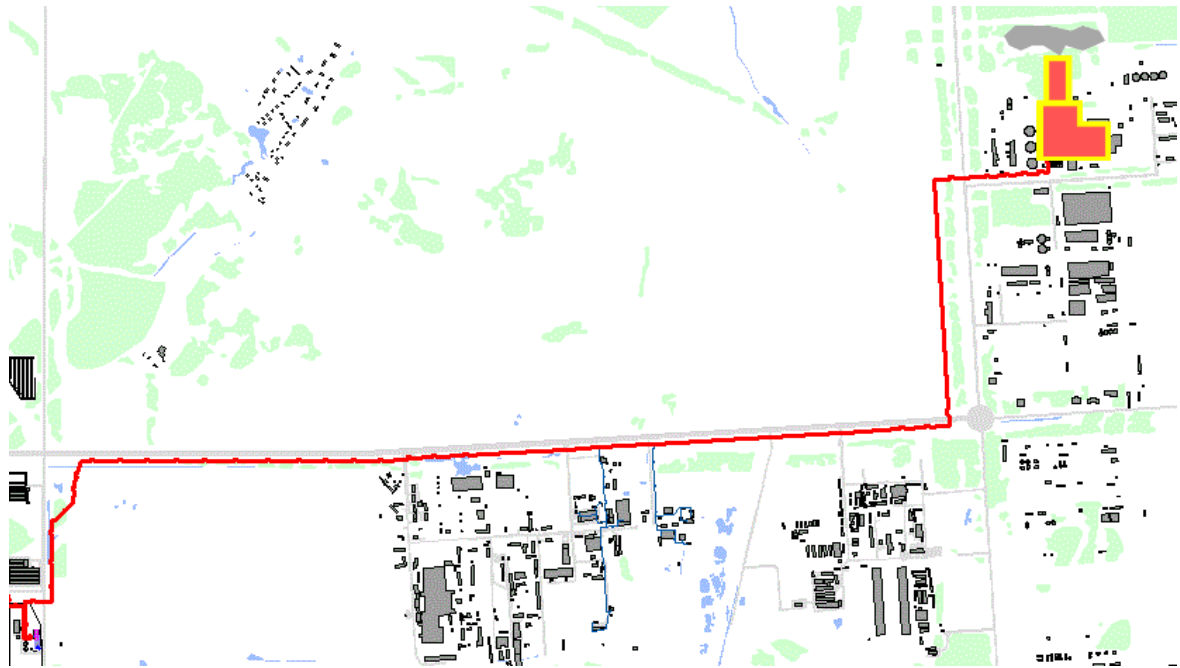


Рисунок 25. Трассировка тепловой сети от Тобольской ТЭЦ до ГК-1

В табл. 101 приведены данные расчета вероятности безотказной работы.

На рис. 24 представлена иллюстрация результатов расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о вероятности безотказной работы на входе в ответвление от этой камеры.

Таблица 101

Результаты расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от Тобольской ТЭЦ до ГК-1

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладок и тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. Ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал
1	Тобольская ТЭЦ	ТК-1	163,11	1	1000	1	Надземная	1987	150	3772,6542	26	0,3621	19	0,857	0	1792,01
2	ТК-1	Ду900 / Ду1000	2381,72	0,902	902	0,902	Надземная	1987	149,97	3768,8073	26	5,2875	19	0,819	0,03	1790,18
3	Ду900 / Ду1000	надз. / подз.	9,4	0,902	902	1	Надземная	1987	149,53	3768,8073	26	0,0209	19	0,819	0,47	1790,18
4	надз. / подз.	подз. / надз.	54,8	0,902	902	1	Подземная канальная	1987	149,53	3768,7933	26	0,1217	19	0,819	0,47	1790,18
5	подз. / надз.	П-2	47,91	0,902	902	1	Надземная	1987	149,52	3768,7116	26	0,1064	19	0,819	0,48	1790,14
6	П-2	П-2, Ду800	2,79	0,902	902	0,902	Надземная	1987	149,51	3768,6403	26	0,0062	19	0,819	0,49	1790,1
7	П-2, Ду800	П-3	594,97	0,902	902	0,902	Надземная	1987	149,51	3768,6361	26	1,3208	19	0,817	0,49	1790,1
8	П-3	Ду900 / Ду1000	18,92	0,902	902	0,902	Надземная	1987	149,41	3767,7501	26	0,042	19	0,817	0,59	1789,68
9	Ду900 / Ду1000	Ду1000 / Ду900	8,07	1	1000	1	Подземная бесканальная	2007	149,4	3767,7219	6	0,0081	19	0,817	0,6	1789,67
10	Ду1000 / Ду900	Ду900 / Ду1000	402,48	0,902	902	0,804	Надземная	1987	149,4	3767,7065	26	0,8935	19	0,816	0,6	1789,66
11	Ду900 / Ду1000	Ду1000 / Ду900	6,81	1	1000	1	Подземная бесканальная	2007	149,33	3767,1071	6	0,0068	19	0,816	0,67	1789,38
12	Ду1000 / Ду900	Ответвление на П-3а	669,07	0,902	902	0,804	Надземная	1987	149,33	3767,0941	26	1,4853	19	0,814	0,67	1789,37
13	Ответвление на П-3а	Ду900 / Ду1000	24,7	0,902	902	0,804	Надземная	1987	149,21	3744,4479	26	0,0548	19	0,814	0,79	1778,61

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки и тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. Ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал
14	Ду900 / Ду1000	Ду1000 / Ду900	7,21	1	1000	1	Подземная бесканальная	2007	149,2	3744,4111	6	0,0072	19	0,814	0,8	1778,6
15	Ду1000 / Ду900	Ответвление на П-4	283,59	0,902	902	0,804	Надземная	1987	149,2	3744,3973	26	0,6296	19	0,807	0,8	1778,59
16	Ответвление на П-4	Ду900 / Ду1000	185,56	0,902	902	0,804	Надземная	1987	149,15	3697,4896	26	0,4119	19	0,804	0,85	1756,31
17	Ду900 / Ду1000	Ду1000 / Ду900	12,63	1	1000	1	Подземная бесканальная	2007	149,11	3697,2133	6	0,0126	19	0,804	0,89	1756,18
18	Ду1000 / Ду900	П-5	455,35	0,902	902	0,804	Надземная	1987	149,11	3697,1892	26	1,0109	19	0,803	0,89	1756,16
19	П-5	П-5, Ду800	2,76	0,902	902	0,804	Надземная	1987	149,03	3696,511	26	0,0061	19	0,803	0,97	1755,84
20	П-5, Ду800	Ду900 / Ду1000	515,4	0,902	902	0,902	Надземная	1987	149,03	3696,5069	26	1,1442	19	0,801	0,97	1755,84
21	Ду900 / Ду1000	Ду1000 / Ду900	564,88	1	1000	0,902	Надземная	1987	148,93	3695,7394	26	1,254	19	0,8	1,07	1755,48
22	Ду1000 / Ду900	Павильон	1462,23	0,902	902	0,902	Надземная	1987	148,82	3694,6623	26	3,2462	19	0,787	1,18	1754,96
23	Павильон	Павильон	467,72	1	1000	1	Надземная	2006	148,55	3692,4846	7	0,4677	19	0,785	1,45	1753,93
24	Павильон	Ду900 / Ду1000	62,39	0,902	902	0,902	Надземная	1995	148,5	3691,5964	18	0,0714	19	0,785	1,5	1753,51
25	Ду900 / Ду1000	Ду1000 / Ду900	41,43	1	1000	0,902	Надземная	1987	148,49	3691,5035	26	0,092	19	0,784	1,51	1753,46
26	Ду1000 / Ду900	Ду900 / Ду1000	305,79	0,902	902	0,902	Надземная	1987	148,48	3691,4245	26	0,6789	19	0,776	1,52	1753,43
27	Ду900 / Ду1000	Ду1000 / Ду900	39,18	1	1000	0,902	Надземная	1987	148,43	3690,9691	26	0,087	19	0,776	1,57	1753,21

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Внутренний диаметр подающего трубопровода, мм	Внутренний диаметр обратного трубопровода, мм	Вид прокладки и тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. Ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал
28	Ду1000 / Ду900	Ду900 / Ду1000	173,93	0,902	902	0,902	Надземная	1987	148,42	3690,8944	26	0,3861	19	0,773	1,58	1753,17
29	Ду900 / Ду1000	Ду1000 / Ду900	34,74	1	1000	0,902	Надземная	1987	148,39	3690,6353	26	0,0771	19	0,773	1,61	1753,05
30	Ду1000 / Ду900	Ввод Уз. А	63,66	0,902	902	0,902	Надземная	1987	148,38	3690,5691	26	0,1413	19	0,773	1,62	1753,02
31	Ввод Уз. А	Уз. А, Ду800 №№ 3, 4	7,82	0,902	902	0,902	Подвальная	1987	148,37	3690,4743	26	0,0174	19	0,773	1,63	1752,98
32	Уз. А, Ду800 №№ 3, 4	ГК-1	269,98	0,902	902	0,902	Надземная	1987	148,37	3690,4626	26	0,5994	19	0,766	1,63	1752,97
33	ГК-1	Уз. А, Потребитель "Город"	24,81	0,902	902	0,902	Надземная	1987	148,32	3690,0369	26	0,0551	19	0,766	1,68	1752,77

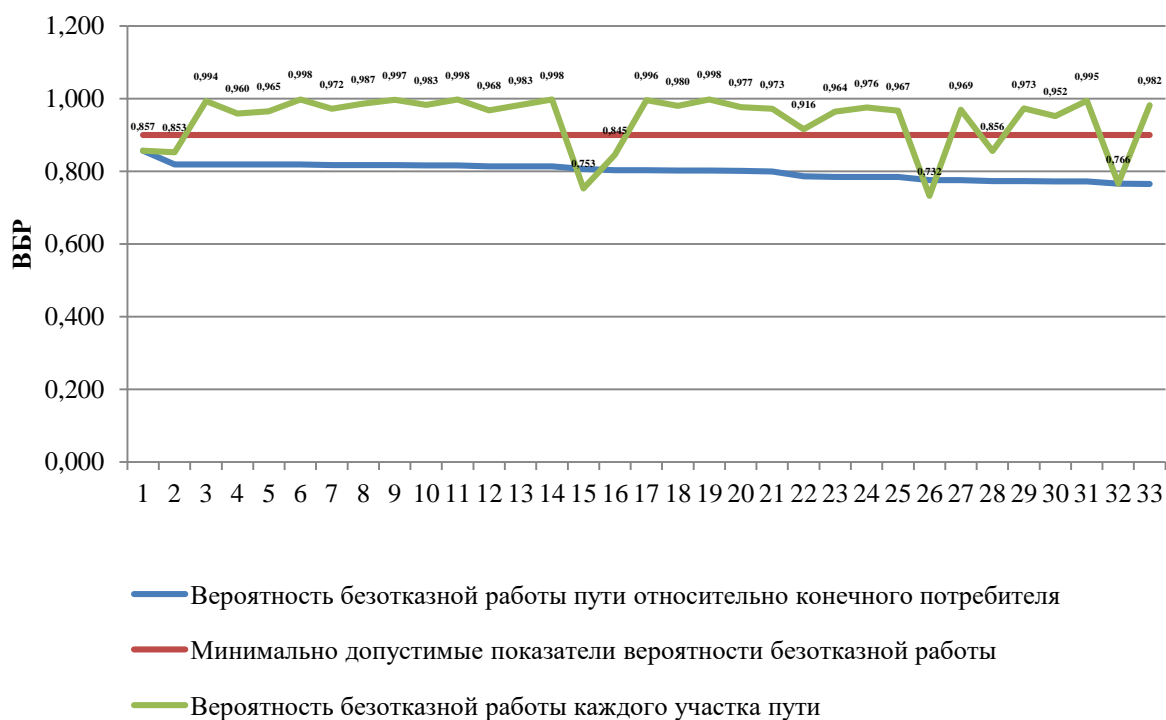


Рисунок 26. Вероятности безотказной работы относительно участка тепловой сети от Тобольской ТЭЦ до Уз. А, Потребитель «Город»

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных от тепловых камер указанного пути, на участках 1, 2, 15, 16, 26, 28, 32 ниже нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). В связи с чем требуется строительство резервного трубопровода для указанных участков тепловых сетей протяженностью 3,8 км.

Участки тепловых сетей: 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 13, 18, 19, 20, 21, 22, 24, 25, 27, 29, 30, 31, 33, имеющие срок службы более 20 лет (общая протяженность 5,1 км.), также снижают надежность системы теплоснабжения и в скором времени потребуются строительство резервных участков для данных тепловых сетей. Таким образом, для 8,9 км из 9,5 км магистральной сети от ТЭЦ до ГК-1 будет необходимо строительство резервных участков, в связи с этим целесообразно осуществить строительство резервной тепловой сети для всего магистрального трубопровода.

Основное снижение вероятности безотказной работы до значения ниже нормативного происходит из-за значительной протяженности трубопровода, а также значительного срока службы сетей. Повышение средней вероятности безотказной работы тепловых сетей по расчетному пути от Тобольской ТЭЦ до ГК-1, а также повышение надежности работы всей системы теплоснабжения от ТЭЦ, можно обеспечить за счет:

- Вариант 1. Строительство резервной тепловой сети от ТЭЦ до ГК-1 общей протяженностью в двухтрубном исчислении 9,5 км.
- Вариант 2. Строительство реверсивного третьего трубопровода от ТЭЦ до ГК-1 общей протяженностью 9,5 км.
- Вариант 3. Строительство резервного источника теплоснабжения, установленной мощностью 80 МВт.

Котельная № 4. Участок тепловой сети начинается от камеры «Котельная № 4» и заканчивается потребителем «Детский сад № 12» (рис. 25).

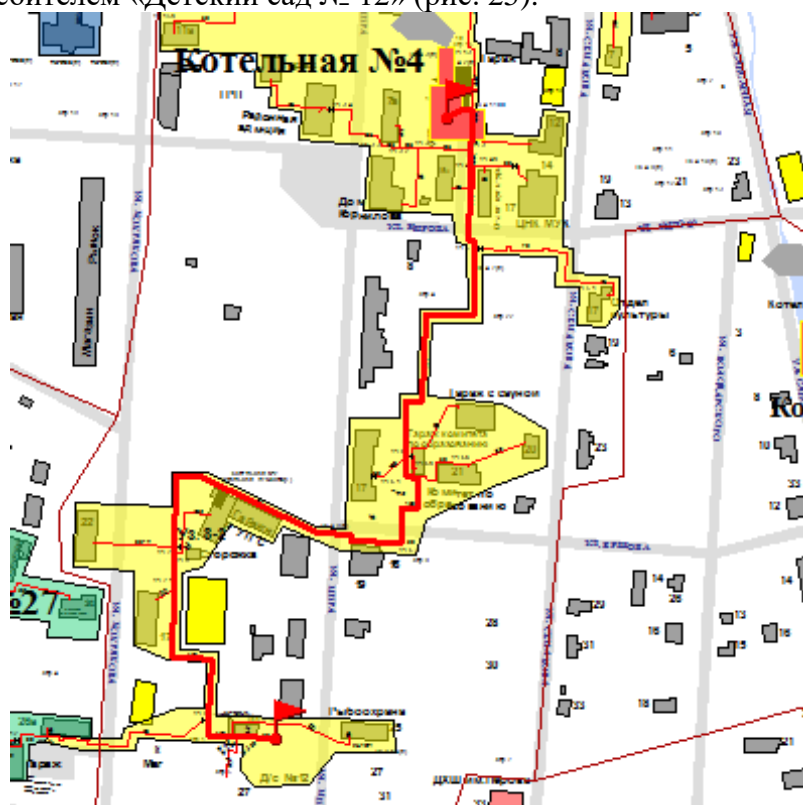


Рисунок 27. Трассировка тепловой сети от камеры «Котельная № 4» до потребителя «Детский сад № 12»

В табл. 102 приведены данные расчета вероятности безотказной работы.

На рис. 26 представлена иллюстрация результатов расчетов вероятности безотказной работы теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о вероятности безотказной работы на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 26.

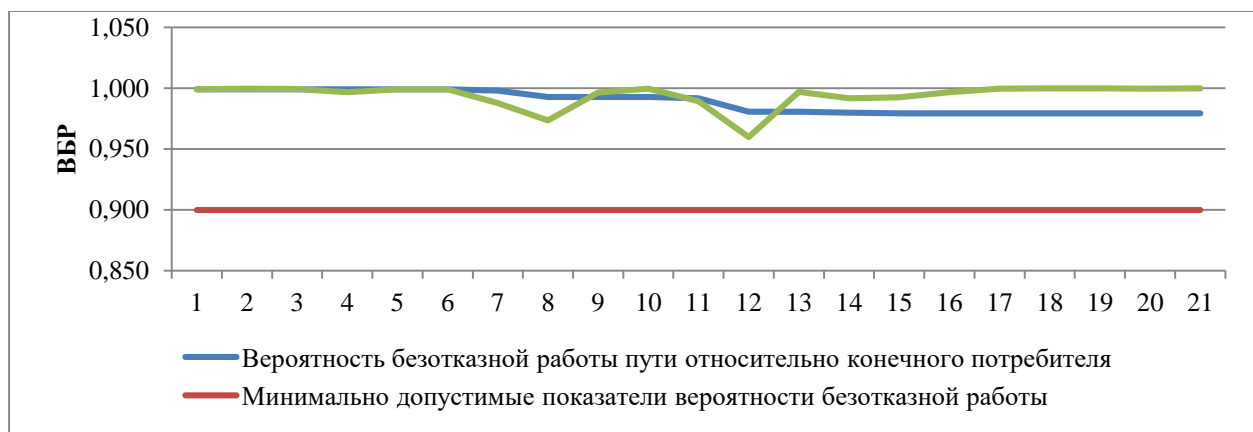


Рисунок 28. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Котельная № 4» до потребителя «Детский сад № 12»

Таблица 102

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 4» до потребителя «Детский сад № 12»

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка подгр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в	Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал
1	Котельная №4	Уз. 0	12,12	0,207	0,207	Подвальная	2005	95	80,2226	9	0,0121	17,5	0,999	0,999	0	35,10
2	Уз. 0	Уз. 1	6,63	0,207	0,207	Подвальная	2005	94,99	80,2217	9	0,0066	17,5	1,000	0,999	0,01	35,10
3	Уз. 1	Уз. 2	9,37	0,207	0,207	Надземная	2005	94,99	56,8259	9	0,0094	17,5	0,999	0,999	0,01	24,86
4	Уз. 2	Уз. 3	18,13	0,207	0,207	Надземная	1987	94,97	56,8252	27	0,0456	17,5	0,997	0,999	0,03	24,86
5	Уз. 3	Уз.3, Ду200	4,28	0,207	0,207	Надземная	1987	94,95	38,2529	27	0,0108	17,5	0,999	0,999	0,05	16,74
6	Уз.3, Ду200	Уз. 4	5,25	0,207	0,207	Надземная	1987	94,94	38,2526	27	0,0132	17,5	0,999	0,999	0,06	16,74
7	Уз. 4	Уз. 5	59,16	0,207	0,207	Надземная	1987	94,93	30,8399	27	0,1488	17,5	0,988	0,998	0,07	13,49
8	Уз. 5	Уз. 6, Ду150	152,85	0,15	0,15	Надземная	1987	94,77	29,701	27	0,3845	17,5	0,974	0,993	0,23	12,99
9	Уз. 6, Ду150	Уз. 6	26,38	0,15	0,15	Надземная	1987	94,4	29,6951	27	0,0664	17,5	0,997	0,993	0,6	12,99
10	Уз. 6	Уз. 6, Ду150	3,34	0,15	0,15	Надземная	1987	94,34	18,0057	27	0,0084	17,5	1,000	0,993	0,66	7,88
11	Уз. 6, Ду150	Уз. 6-2	71,69	0,15	0,15	Надземная	1987	94,33	18,0056	27	0,1803	17,5	0,989	0,992	0,67	7,88
12	Уз. 6-2	Уз. 7	210,6	0,15	0,15	Надземная	1987	94,04	18,0027	27	0,5298	17,5	0,960	0,981	0,96	7,88
13	Уз. 7	Уз.7-1	23,61	0,15	0,15	Надземная	1987	93,22	6,2768	27	0,0594	17,5	0,997	0,981	1,78	2,75
14	Уз.7-1	Уз.9, Ду150	57,82	0,15	0,15	Надземная	1987	92,95	2,4574	27	0,1454	17,5	0,992	0,980	2,05	1,08
15	Уз.9, Ду150	Уз. 9	52,46	0,15	0,15	Надземная	1987	91,3	2,4551	27	0,1320	17,5	0,993	0,979	3,7	1,07
16	Уз. 9	Уз. 10	25,52	0,15	0,15	Надземная	1987	89,83	2,3721	27	0,0642	17,5	0,997	0,979	5,17	1,04
17	Уз. 10	Уз. 10а	3,6	0,15	0,15	Надземная	1987	89,09	1,7543	27	0,0091	17,5	1,000	0,979	5,91	0,77
18	Уз. 10а, Ду50	Уз. 10б	3,98	0,05	0,05	Надземная	1987	88,88	1,7542	27	0,0100	12,5	1,000	0,979	6,12	0,55
19	Уз. 10а	Уз. 10а, Ду50	3,47	0,05	0,05	Надземная	1987	88,95	1,7542	27	0,0087	12,5	1,000	0,979	6,05	0,55
20	Уз. 10б	Уз. 10б, Ду50 Д/с №12	11,03	0,05	0,05	Надземная	1987	88,8	1,3759	27	0,0277	12,5	1,000	0,979	6,2	0,43
21	Уз. 10б, Ду50 Д/с №12	Детсад №12	6,02	0,05	0,05	Надземная	1987	88,52	1,3759	27	0,0151	12,5	1,000	0,979	6,48	0,43

Котельная № 5. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 5» и заканчивается потребителем по ул. Семакова, 58 (рис. 27).

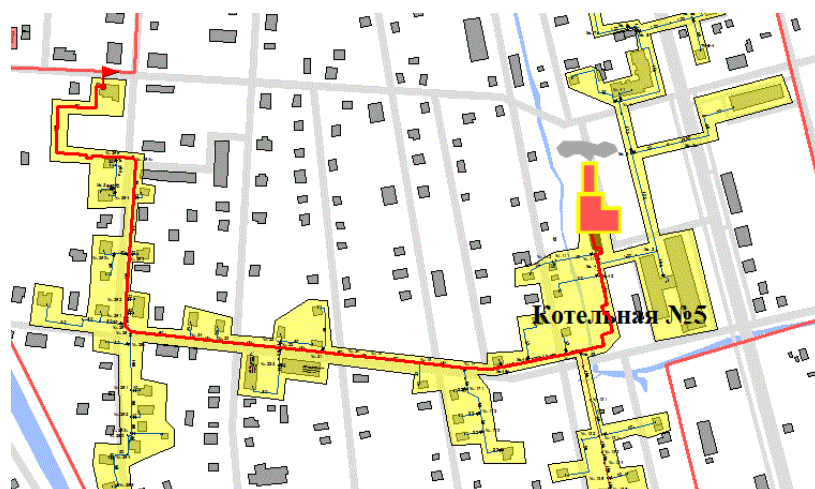


Рисунок 29. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 5» до потребителя по ул. Семакова, 58

В табл. 103 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей книги.

На рис. 28 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 28.



Рисунок 30. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 5» до потребителя по ул. Семакова, 58

Таблица 103

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 5» до потребителя по ул. Семакова, 58

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка подгр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде	Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал
1	Котельная №5	Уз. 11	37,62	0,207	0,207	Надземная	2005		61,5674	9	0,0376	17,5	0,997	0,997	90	21,55
2	Уз. 11	Уз. 1	9,83	0,207	0,207	Надземная	2005		61,5674	9	0,0098	17,5	0,999	0,997	90	21,55
3	Уз. 1	Уз.12, Ду200	7,08	0,207	0,207	Надземная	1987		22,4476	27	0,0178	17,5	0,999	0,997	90	7,86
4	Уз.12, Ду200	Уз. 12	2,93	0,207	0,207	Надземная	2005		22,4471	9	0,0029	17,5	1,000	0,997	90	7,86
5	Уз. 12	Уз. 13	107,36	0,207	0,207	Надземная	2005		22,2348	9	0,1074	17,5	0,990	0,996	90	7,78
6	Уз. 13	Уз. 14	12,37	0,207	0,207	Надземная	2005		17,822	9	0,0124	17,5	0,999	0,996	90	6,24
7	Уз. 14	Уз. 15	27,64	0,207	0,207	Подземная бесканальная	1995		17,5415	19	0,0334	17,5	0,997	0,996	90	6,14
8	Уз. 15	Уз. 16	8,01	0,207	0,207	Подземная бесканальная	2005		17,5396	9	0,0080	17,5	0,999	0,996	90	6,14
9	Уз. 16	Уз. 16а	61,79	0,15	0,15	Подземная бесканальная	2008		17,251	6	0,0618	17,5	0,996	0,996	90	6,04
10	Уз. 16а	Уз. 17	35,43	0,15	0,15	Подземная бесканальная	2008		17,0089	6	0,0354	17,5	0,998	0,996	90	5,95
11	Уз. 17	Уз. 18	41,94	0,15	0,15	Подземная бесканальная	2008		15,9819	6	0,0419	17,5	0,998	0,996	90	5,59

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка подгр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде	Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал
12	Уз. 18	Уз. 19	46,25	0,15	0,15	Подземная бесканальная	2008		15,7404	6	0,0463	17,5	0,997	0,995	90	5,51
13	Уз. 19	Уз. 20	20,66	0,15	0,15	Подземная бесканальная	2008		15,7389	6	0,0207	17,5	0,999	0,995	90	5,51
14	Уз. 20	Уз. 21	24,77	0,15	0,15	Подземная бесканальная	2008		15,7381	6	0,0248	17,5	0,999	0,995	90	5,51
15	Уз. 21	Уз. 22	38,19	0,15	0,15	Подземная бесканальная	2008		15,4612	6	0,0382	17,5	0,998	0,995	90	5,41
16	Уз. 22	Уз. 23	59,06	0,15	0,15	Подземная бесканальная	2008		9,1031	6	0,0591	17,5	0,997	0,995	90	3,19
17	Уз. 23	Уз. 24	25,58	0,15	0,15	Подземная бесканальная	2008		8,7629	6	0,0256	17,5	0,999	0,995	90	3,07
18	Уз. 24	ТК-25	55,67	0,15	0,15	Подземная бесканальная	2008		8,534	6	0,0557	17,5	0,997	0,995	90	2,99
19	ТК-25	Уз. 26	8,33	0,15	0,15	Подземная бесканальная	2005		6,3818	9	0,0083	17,5	1,000	0,995	90	2,23
20	Уз. 26	Уз. 26, Ду150	3,03	0,15	0,15	Подземная	1987		5,9226	27	0,0076	17,5	1,000	0,995	90	2,07

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде	Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал
						бесканальная										
21	Уз. 26, Ду150	Уз. 26-1	8,04	0,15	0,15	Подземная бесканальная	2005		5,9225	9	0,0080	17,5	1,000	0,995	90	2,07
22	Уз. 26-1	Уз. 26-2	12,55	0,15	0,15	Подземная бесканальная	1987		5,5941	27	0,0316	17,5	0,998	0,995	90	1,96
23	Уз. 26-2	Уз. 26-3	41,89	0,1	0,1	Подземная бесканальная	1999		5,4005	15	0,0419	12,5	0,999	0,995	90	1,35
24	Уз. 26-3	Уз. 26-4	53,3	0,082	0,082	Подземная бесканальная	1987		4,5071	27	0,1341	12,5	0,996	0,995	90	1,13
25	Уз. 26-4	Уз. 26-4а	34,6	0,082	0,082	Подземная бесканальная	1987		4,305	27	0,0463	12,5	0,999	0,994	90	1,08
26	Уз. 26-4а	Уз. 26-4а, Ду80	2,63	0,082	0,082	Подземная бесканальная	1987		4,3047	27	0,0066	12,5	1,000	0,994	90	1,08
27	Уз. 26-4а, Ду80	Уз. 26-5	15,22	0,082	0,082	Подземная бесканальная	1987		4,3046	27	0,0383	12,5	0,999	0,994	90	1,08
28	Уз. 26-5, Ду80	Уз. 26-5, Ду50, на ж/д 58	160,9	0,1	0,1	Надземная	1987		3,3942	27	0,4047	12,5	0,982	0,991	90	0,85

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка под. тр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы пути каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде	Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал
29	Уз. 26-5	Уз. 26-5, Ду80	2,45	0,1	0,1	Надземная	1987		3,3942	27	0,0062	12,5	1,000	0,991	90	0,85
30	Уз. 26-5, Ду50, на ж/д 58	ул. Семакова, 58	3,67	0,05	0,05	Надземная	1987		3,392	27	0,0092	12,5	1,000	0,991	90	0,85

Котельная № 6. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 6» и заканчивается потребителем по ул. Зеленая, 101, Токаревым С.А. (рис. 29).

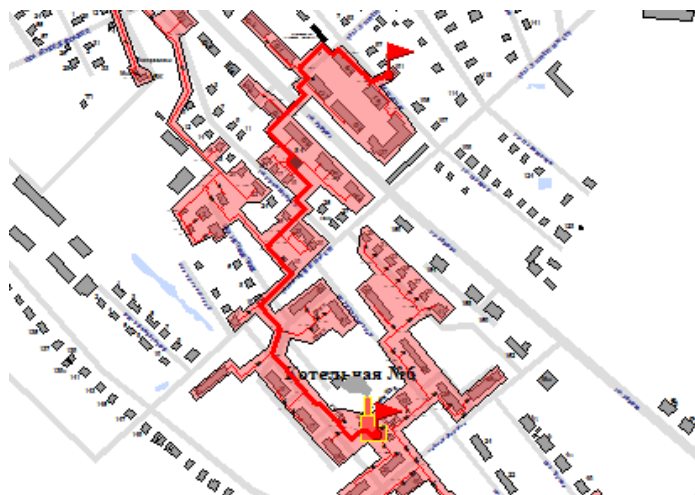


Рисунок 31. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод Котельная № 6» до потребителя по ул. Зеленая, 101

В табл. 104 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей книги.

На рис. 30 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать выводы о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 30.

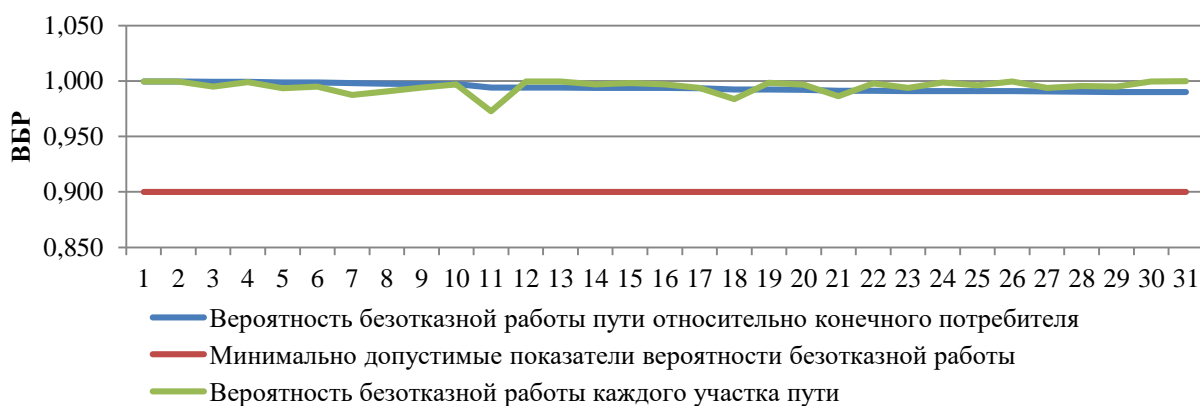


Рисунок 32. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 6» до потребителя по ул. Зеленая, 101

Таблица 104

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 6» до потребителя по ул. Зеленая, 101

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка под. гр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная № 6	Уз. 1	5,19	0,259	0,259	Подвальная	2005	74,0585	8	0,0052	17,5	1,000	1,000	32,40
2	Уз. 1	Уз. 1, Ду250	2,66	0,259	0,259	Надземная	1991	74,0579	22	0,0040	17,5	1,000	1,000	32,40
3	Уз. 1, Ду250	Уз. 2	35,09	0,259	0,259	Надземная	1991	74,0576	22	0,0521	17,5	0,995	0,999	32,40
4	Уз. 2	Уз. 2а	9,39	0,259	0,259	Надземная	2005	70,7981	8	0,0094	17,5	0,999	0,999	30,97
5	Уз. 2а	Уз. 3	61,32	0,259	0,259	Надземная	2005	70,677	8	0,0613	17,5	0,994	0,999	30,92
6	Уз. 3	Уз. 4	18,26	0,259	0,259	Надземная	1985	64,3924	28	0,0526	17,5	0,995	0,999	28,17
7	Уз. 4	Уз. 5	49,45	0,259	0,259	Надземная	1986	64,3904	27	0,1244	17,5	0,987	0,998	28,17
8	Уз. 5	Уз. 6	37,8	0,259	0,259	Надземная	1986	61,133	27	0,0951	17,5	0,991	0,998	26,75
9	Уз. 6	надз/подз	27,4	0,259	0,259	Надземная	1987	57,9333	26	0,0608	17,5	0,994	0,997	25,35
10	надз/подз	Уз. 6а	11,39	0,259	0,259	Подземная бесканальная	1985	57,9303	28	0,0328	17,5	0,997	0,997	25,34
11	Уз. 6а	Уз. 8	107,74	0,259	0,259	Надземная	1987	57,5889	26	0,2392	17,5	0,973	0,994	25,20
12	Уз. 8	Уз. 8, Ду200	2,35	0,207	0,207	Надземная	1986	49,7683	27	0,0059	17,5	1,000	0,994	21,77
13	Уз. 8, Ду200	Уз. 7	3,06	0,207	0,207	Надземная	1987	49,7682	26	0,0068	17,5	1,000	0,994	21,77
14	Уз. 7	Уз. 8-1	18,51	0,207	0,207	Надземная	1987	49,3798	26	0,0411	17,5	0,997	0,994	21,60
15	Уз. 8-1	Уз. 8-3	23,17	0,207	0,207	Надземная	2004	47,6245	9	0,0232	17,5	0,998	0,994	20,84
16	Уз. 8-3	надз/подз	14,2	0,207	0,207	Надземная	1985	47,371	28	0,0409	17,5	0,997	0,994	20,72
17	надз/подз	подз/надз	28,79	0,207	0,207	Подземная бесканальная	1985	47,37	28	0,0829	17,5	0,994	0,994	20,72
18	подз/надз	Уз.11-3а	68,34	0,207	0,207	Надземная	1985	47,3681	28	0,1969	17,5	0,984	0,992	20,72
19	Уз.11-3а	Уз. 8-4	9,15	0,207	0,207	Надземная	1987	46,5438	26	0,0203	17,5	0,999	0,992	20,36
20	Уз. 8-4	Уз. 8-6	20,18	0,207	0,207	Надземная	1987	37,5704	26	0,0448	17,5	0,997	0,992	16,44
21	Уз. 8-6	Уз. 8-7	58,89	0,207	0,207	Надземная	1985	34,0426	28	0,1696	17,5	0,986	0,991	14,89
22	Уз. 8-7	надз/подз	12,57	0,207	0,207	Надземная	1987	30,1345	26	0,0279	17,5	0,998	0,991	13,18
23	надз/подз	Уз. 8-9	48,99	0,15	0,15	Подземная бесканальная	1987	30,1337	26	0,1088	17,5	0,994	0,991	13,18

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка подгр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
24	Уз. 8-9	Уз. 8-10	7,34	0,207	0,207	Подземная бесканальная	1987	24,1437	26	0,0163	17,5	0,999	0,991	10,56
25	Уз. 8-10	Уз. 8-11	17,73	0,207	0,207	Подземная бесканальная	1985	21,8734	28	0,0511	17,5	0,996	0,991	9,57
26	Уз. 8-11	Уз. 8-11, Ду200	2,51	0,207	0,207	Надземная	1987	17,2743	26	0,0056	17,5	1,000	0,991	7,56
27	Уз. 8-11, Ду200	200/100	36,74	0,207	0,207	Надземная	1987	17,2741	26	0,0816	17,5	0,994	0,991	7,56
28	200/100	Уз. 8-13	45,53	0,1	0,1	Подземная бесканальная	1985	17,2716	28	0,1312	12,5	0,995	0,990	5,40
29	Уз. 8-13	Уз. 8-14	56,47	0,1	0,1	Надземная	1986	14,4954	27	0,1420	12,5	0,995	0,990	4,53
30	ул. Зеленая, Ду50	ул. Зеленая, 101, Токарев С.А.	22,46	0,05	0,05	Подземная бесканальная	1991	0,3706	22	0,0334	12,5	1,000	0,990	0,12

Котельная № 8. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 8» и заканчивается потребителем по ул. Ершова, 2 (рис. 31).



Рисунок 33. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод Котельная № 8» до потребителя по ул. Ершова, 2

В табл. 105 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей книги.

На рис. 32 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 32.

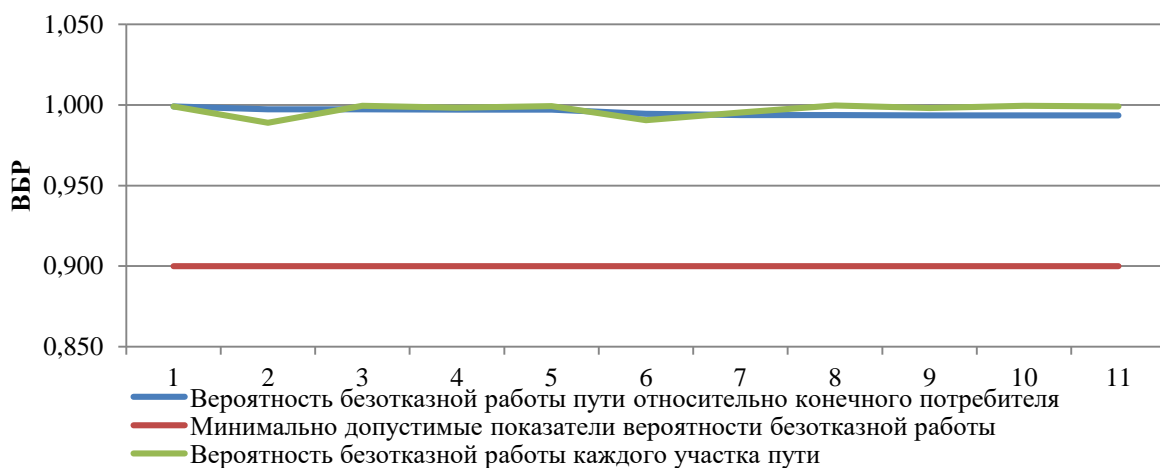


Рисунок 34. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 8» до потребителя по ул. Ершова, 2

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 8» до потребителя по ул. Ершова, 2

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка под-гр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Номер участка	Наименование начала участка
1	Котельная № 8	ТК-1	16,99	0,15	0,15	Надземная	1999	95	12,8186	14	0,0170	17,5	0,999	0,999	5,61	0
2	ТК-1	Надз/подз	83,12	0,15	0,15	Надземная	1987	94,91	4,6603	26	0,1845	17,5	0,989	0,997	2,04	0,09
3	Надз/подз	ТК-9	10,92	0,15	0,15	Подземная бесканальная	2004	93,76	4,6574	9	0,0109	17,5	0,999	0,997	2,04	1,24
4	ТК-9	Надз/подз	29,68	0,082	0,082	Надземная	1987	93,61	0,8869	26	0,0659	12,5	0,998	0,997	0,28	1,39
5	Надз/подз	ТК-10	13,74	0,082	0,082	Подземная бесканальная	1987	91,97	0,8866	26	0,0305	12,5	0,999	0,997	0,28	3,03
6	ТК-10	Уз. 3	128,84	0,082	0,082	Надземная	1987	91,32	0,3303	26	0,2860	12,5	0,991	0,995	0,10	3,68
7	Уз. 3	Надз/подз	86,69	0,069	0,069	Надземная	1987	72,47	0,3291	26	0,1925	12,5	0,995	0,994	0,10	22,53
8	Надз/подз	Подз/надз	8,72	0,069	0,069	Подземная бесканальная	1987	63,05	0,3286	26	0,0194	12,5	1,000	0,994	0,10	31,95
9	Подз/надз	Надз/подз	39,3	0,069	0,069	Надземная	1987	62,39	0,3285	26	0,0872	12,5	0,998	0,994	0,10	32,61
10	Надз/подз	Уз. 4а	9,72	0,069	0,069	Подземная бесканальная	1987	58,49	0,3283	26	0,0216	12,5	1,000	0,994	0,10	36,51
11	Уз. 4а	ул. Ершова, 2	58,09	0,05	0,05	Подземная бесканальная	2005	57,76	0,3282	8	0,0581	12,5	0,999	0,993	0,10	37,24

Котельная № 10. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 10» и заканчивается потребителем по ул. Декабристов, 40 (рис. 33).

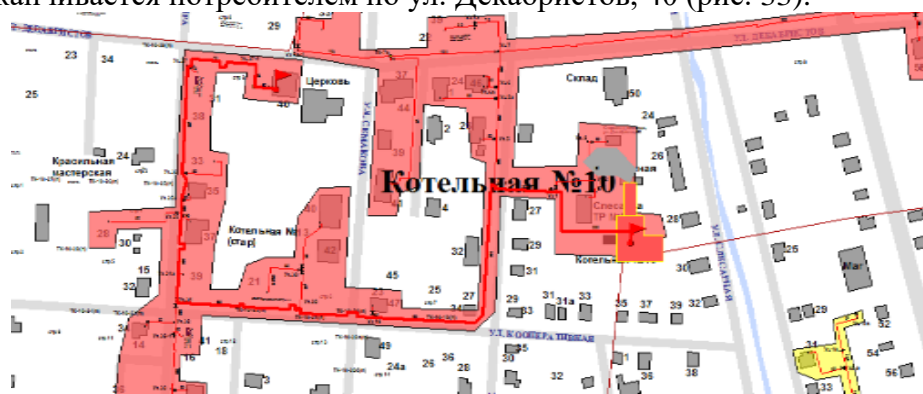


Рисунок 35. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 10» до потребителя по ул. Декабристов, 40

В табл. 106 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей книги.

На рис. 34 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 34.

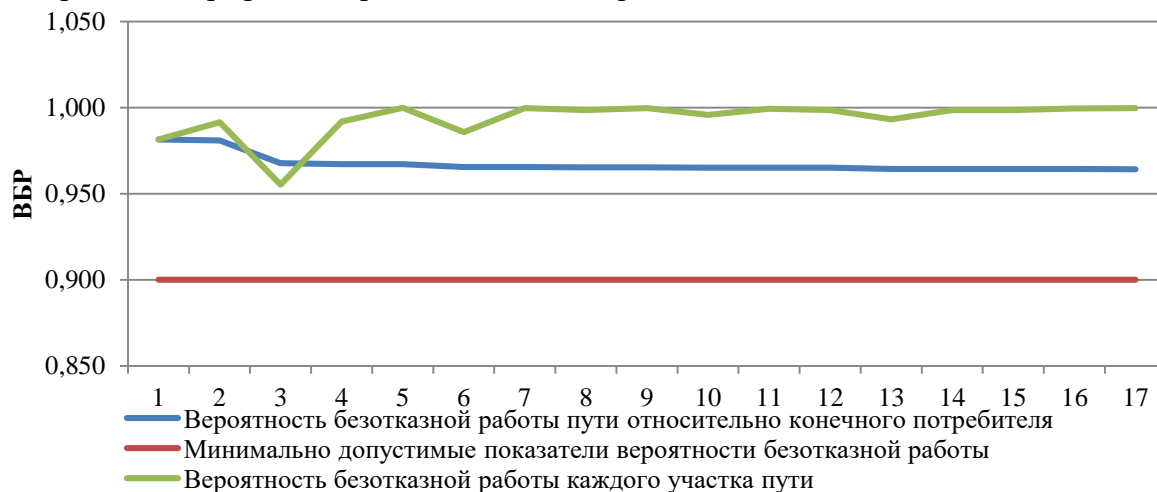


Рисунок 36. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 10» до потребителя по ул. Декабристов, 40

Таблица 106

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 10» до потребителя по ул. Декабристов, 40

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка под-гр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная № 10	Уз. 1	95,27	0,207	0,207	Надземная	1987	52,6358	26	0,2115	17,5	0,981	0,981	18,42
2	Уз. 1	Уз. 4	48,4	0,207	0,207	Надземная	1987	51,3929	26	0,1074	17,5	0,991	0,981	17,99
3	Уз. 4	Уз. 19	250,28	0,15	0,15	Надземная	1987	21,3738	26	0,5556	17,5	0,955	0,968	7,48
4	Уз. 19	Уз. 20	63,29	0,15	0,15	Надземная	1987	20,5852	26	0,1405	17,5	0,992	0,967	7,20
5	Уз. 20	Уз. 20, Ду150	1,35	0,15	0,15	Надземная	1987	16,0411	26	0,0030	17,5	1,000	0,967	5,61
6	Уз. 20, Ду150	Уз. 31, Ду150	102,02	0,15	0,15	Надземная	1987	16,041	26	0,2265	17,5	0,986	0,965	5,61
7	Уз. 31, Ду150	Уз. 31	2,37	0,15	0,15	Надземная	1987	16,0375	26	0,0053	17,5	1,000	0,965	5,61
8	Уз. 31, Ду100	Уз.31а	18,98	0,1	0,1	Надземная	1987	9,6563	26	0,0421	12,5	0,999	0,965	2,41
9	Уз. 31	Уз. 31, Ду100	2,47	0,1	0,1	Надземная	1987	9,6563	26	0,0055	12,5	1,000	0,965	2,41
10	Уз.31а	Уз. 35	54,22	0,1	0,1	Подземная бесканальная	1987	9,596	26	0,1204	12,5	0,996	0,965	2,40
11	Уз. 35	Уз. 35а	9,8	0,1	0,1	Надземная	1987	6,359	26	0,0218	12,5	0,999	0,965	1,59
12	Уз. 35а	Уз. 36	19,91	0,1	0,1	Надземная	1987	5,2549	26	0,0442	12,5	0,999	0,965	1,31
13	Уз. 36	Уз. 37	80,84	0,1	0,1	Надземная	1987	4,8945	26	0,1795	12,5	0,993	0,964	1,22
14	Уз. 37	УЗ-37-1	53,56	0,069	0,069	Надземная	2007	1,3097	6	0,0632	12,5	0,999	0,964	0,33
15	УЗ-37-1	Ду70 / Ду50	28,75	0,069	0,069	Надземная	1987	1,3094	26	0,0638	12,5	0,999	0,964	0,33
16	Ду70 / Ду50	Уз. на ж/д № 40, Ду50	11,79	0,05	0,05	Надземная	1987	1,3092	26	0,0262	12,5	1,000	0,964	0,33
17	Уз. на ж/д № 40, Ду50	ул. Декабристов, 40	4,37	0,082	0,082	Подвальная	1987	1,3091	26	0,0097	12,5	1,000	0,964	0,33

Котельная № 12. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 12» и заканчивается потребителем по ул. Гоголя, 41 (рис. 35).



Рисунок 37. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 12» до потребителя по ул. Гоголя, 41

В табл. 107 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 36 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 36.

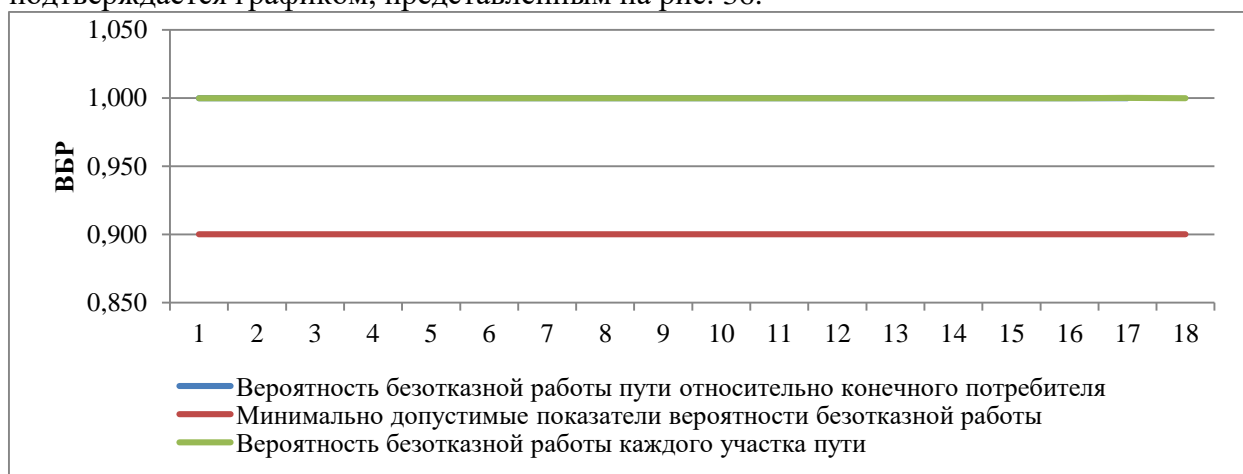


Рисунок 38. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 12» до потребителя по ул. Гоголя, 41

Таблица 107

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 12» до потребителя по ул. Гоголя, 41

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка под-гр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде	Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал
1	Котельная №12	Уз. 1-1	10,07	0,1	0,1	Подвальная	2005	95	9,0146	9	0,0101	12,5	1,000	1,000	20	2,82
2	Уз. 1-1	Уз. 1-1, Ду100	4,77	0,1	0,1	Надземная	2005	94,96	5,6235	9	0,0048	12,5	1,000	1,000	20,04	1,76
3	Уз. 1-1, Ду100	Надз/подз	11,9	0,1	0,1	Надземная	2005	94,91	5,6234	9	0,0119	12,5	1,000	1,000	20,09	1,76
4	Надз/подз	Подз/надз	6,08	0,1	0,1	Подземная бесканальная	2005	94,79	5,6232	9	0,0061	12,5	1,000	1,000	20,21	1,76
5	Подз/надз	Уз. 2	61,44	0,1	0,1	Надземная	2005	94,7	5,6231	9	0,0614	12,5	1,000	1,000	20,3	1,76
6	Уз. 2	Уз. 2б	41,35	0,1	0,1	Надземная	2005	94,08	4,697	9	0,0414	12,5	1,000	1,000	20,92	1,47
7	Уз. 2б	Надз/подз	6,21	0,1	0,1	Надземная	2005	93,58	4,5225	9	0,0062	12,5	1,000	1,000	21,42	1,41
8	Надз/подз	Подз/надз	12,02	0,1	0,1	Подземная бесканальная	2005	93,5	4,5224	9	0,0120	12,5	1,000	1,000	21,5	1,41
9	Подз/надз	Уз. 7-1	26,07	0,1	0,1	Надземная	2005	93,29	4,5222	9	0,0261	12,5	1,000	1,000	21,71	1,41
10	Уз. 7-1	Уз. 7	32,92	0,1	0,1	Надземная	1987	92,96	2,3308	27	0,0828	12,5	1,000	1,000	22,04	0,73
11	Уз. 7	Уз. 8	9,46	0,1	0,1	Надземная	2005	91,38	2,1501	9	0,0095	12,5	1,000	1,000	23,62	0,67
12	Уз. 8	Уз. 9, Ду80	34,98	0,1	0,1	Надземная	2005	91,14	1,9808	9	0,0350	12,5	1,000	1,000	23,86	0,62
13	Уз. 9, Ду80	Уз. 9	13,49	0,1	0,1	Надземная	2005	90,16	1,9802	9	0,0135	12,5	1,000	1,000	24,84	0,62
14	Уз. 9	Уз. 10	68,04	0,082	0,082	Подземная бесканальная	1987	89,78	1,98	27	0,1712	12,5	1,000	1,000	25,22	0,62
15	Уз. 10	Уз. 11	14,63	0,1	0,1	Подземная бесканальная	1985	85,73	1,9792	29	0,0488	12,5	1,000	1,000	29,27	0,62
16	Уз. 11	Уз. 12	41,3	0,1	0,1	Подземная бесканальная	1985	84,83	1,979	29	0,1378	12,5	1,000	1,000	30,17	0,62
17	Уз. 12	Уз. 12, Ду50	2,41	0,082	0,082	Надземная	1987	82,32	1,9783	27	0,0061	12,5	1,000	1,000	32,68	0,62
18	Уз. 12, Ду50	ул. Гоголя, 41	11,73	0,082	0,082	Надземная	1987	82,2	1,9783	27	0,0295	12,5	1,000	1,000	32,8	0,62

Котельная № 13. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 13» и заканчивается потребителем по ул. 4-я Трудовая, 39 (рис. 37).

Котельная №13

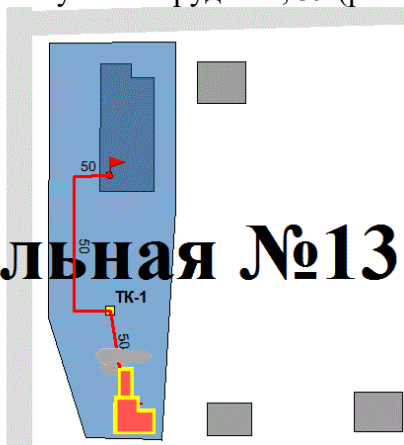


Рисунок 39. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 13» до потребителя по ул. 4-я Трудовая, 39

В табл. 108 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей книги.

На рис. 38 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 38.

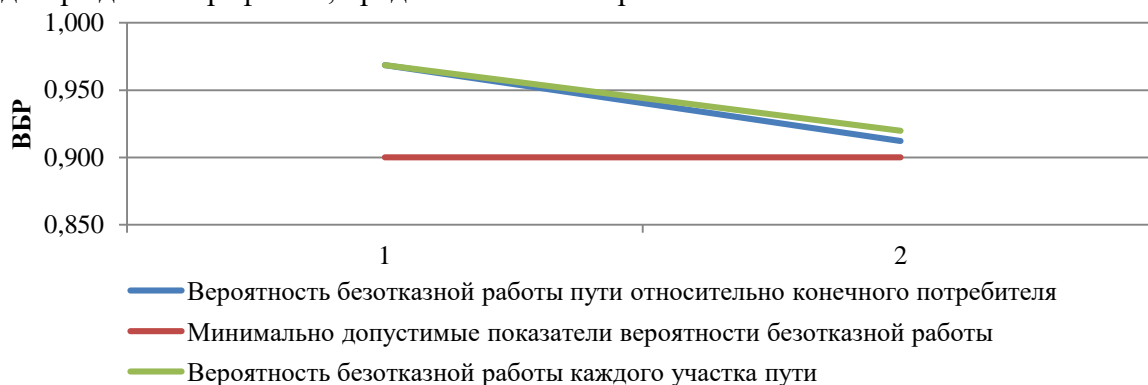


Рисунок 40. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод -Котельная № 13» до потребителя по ул. 4-я Трудовая, 39

Таблица 108

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 13» до потребителя по ул. 4-я Трудовая, 39

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С
1	Котельная № 13	ТК-1	26,21	0,05	0,05	Подземная бесканальная	1971	95	3,8944	42	2,1877	12,5	0,969	0,969	1,22	0
2	ТК-1	ул. 1-я Трудовая, 39	62,39	0,05	0,05	Надземная	1971	94,74	3,8943	42	5,2077	12,5	0,920	0,912	1,22	0,26

Котельная № 14. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 14» и заканчивается потребителем по ул. 1-я Луговая, 48, Демченко (рис. 39).



Рисунок 41. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 14» до потребителя по ул. 1-я Луговая, 48

В табл. 109 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей книги.

На рис. 40 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, на участках 12, 13, 16 ниже нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Основное снижение ВБР до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

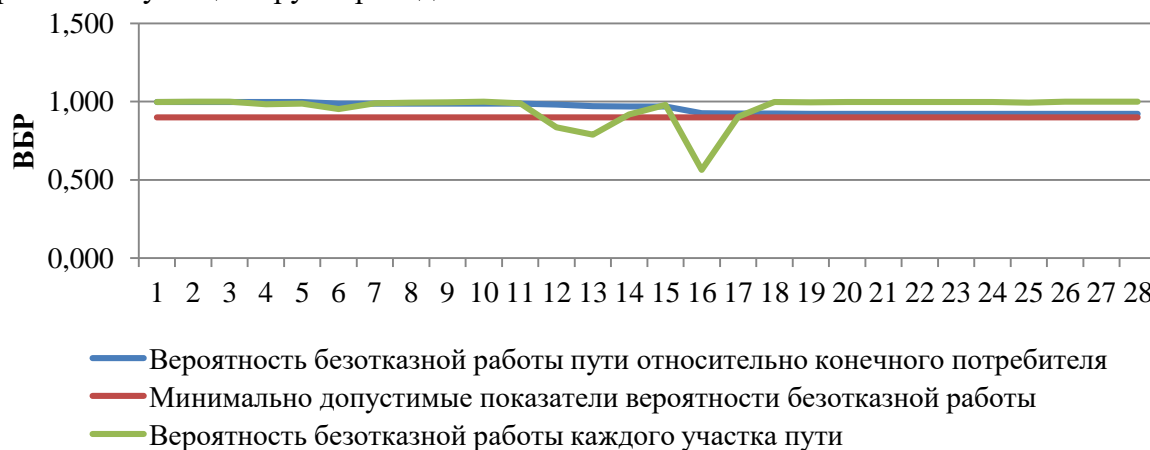


Рисунок 42. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод Котельная № 14» до потребителя по ул. 1-я Луговая, 48

Таблица 109

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 14» до потребителя по ул. 1-я Луговая, 48

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С
1	Котельная № 14	Уз. ответвл Кот № 14 Ду250	5,47	0,259	0,259	Надземная	1984	95	145,1129	29	0,0182	17,5	0,998	0,998	63,49	0
2	Уз. ответвл Кот № 14 Ду250	Уз. ответвл Кот. № 14	2,15	0,259	0,259	Надземная	1984	95	145,1123	29	0,0072	17,5	0,999	0,998	63,49	0
3	Уз. ответвл Кот. № 14	Уз. ответвл Кот № 14, Ду200	2,81	0,259	0,259	Надземная	1984	95	103,6006	29	0,0094	17,5	0,999	0,998	45,33	0
4	Уз. ответвл Кот № 14, Ду200	Уз. 4	58,93	0,207	0,207	Надземная	1984	94,99	103,6003	29	0,1966	17,5	0,984	0,997	45,33	0,01
5	Уз. 4	Уз. 5	53,03	0,207	0,207	Надземная	1985	94,95	94,7918	28	0,1528	17,5	0,988	0,997	41,47	0,05
6	Уз. 5	Уз. 6	202,25	0,207	0,207	Надземная	1987	94,9	58,4062	26	0,4490	17,5	0,953	0,988	25,55	0,1
7	Уз. 6	Надз/подз	62,06	0,207	0,207	Надземная	1987	94,62	55,1199	26	0,1378	17,5	0,989	0,987	24,11	0,38
8	Надз/подз	Уз. 7	33,58	0,207	0,207	Подземная бесканальная	1987	94,53	55,1157	26	0,0745	17,5	0,994	0,987	24,11	0,47
9	Уз. 7	Уз. 8а	29,99	0,15	0,15	Надземная	1987	94,47	38,0694	26	0,0666	17,5	0,996	0,987	16,66	0,53
10	Уз. 8а	Уз. 8	9,65	0,15	0,15	Надземная	1987	94,42	31,3977	26	0,0214	17,5	0,999	0,987	13,74	0,58
11	Уз. 8	Уз. 8, Ду150	2,53	0,15	0,15	Надземная	1971	94,4	24,8033	42	0,2112	17,5	0,990	0,987	10,85	0,6
12	Уз. 8, Ду150	Уз. 9	39,3	0,15	0,15	Надземная	1971	94,4	24,8032	42	3,2804	17,5	0,837	0,981	10,85	0,6
13	Уз. 9	Уз. 10	50,8	0,15	0,15	Надземная	1971	94,29	23,0988	42	4,2403	17,5	0,789	0,971	10,11	0,71
14	Уз. 10	Уз. 11	19,61	0,15	0,15	Подземная бесканальная	1971	94,15	22,6297	42	1,6368	17,5	0,919	0,970	9,90	0,85
15	Уз. 11	Уз. 12	5,17	0,15	0,15	Надземная	1971	94,1	15,984	42	0,4315	17,5	0,979	0,969	6,99	0,9
16	Уз. 12	Уз. 13	107,98	0,15	0,15	Надземная	1971	94,08	11,8765	42	9,0131	17,5	0,564	0,926	5,20	0,92

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С
17	Уз. 13	Уз. 14	23,5	0,15	0,15	Надземная	1971	93,49	9,3506	42	1,9615	17,5	0,903	0,923	4,09	1,51
18	Уз. 14	Уз. 14, Ду100	34,51	0,1	0,1	Надземная	1987	93,33	4,4486	26	0,0766	12,5	0,997	0,923	1,39	1,67
19	Уз. 14, Ду100	Уз. 16	58,21	0,1	0,1	Надземная	1987	92,92	4,4482	26	0,1292	12,5	0,995	0,923	1,39	2,08
20	Уз. 16	Уз. 16-4	22,11	0,082	0,082	Подземная бесканальная	1987	92,24	2,8129	26	0,0491	12,5	0,999	0,923	0,88	2,76
21	Уз. 16-4	Уз. 16-5	25,65	0,082	0,082	Подземная бесканальная	1987	91,88	2,4886	26	0,0569	12,5	0,999	0,923	0,78	3,12
22	Уз. 16-5	Уз. 16-6	33,96	0,082	0,082	Подземная бесканальная	1987	91,4	2,1604	26	0,0754	12,5	0,998	0,923	0,68	3,6
23	Уз. 16-6	Уз. 16-7	31,89	0,082	0,082	Подземная бесканальная	1987	90,68	1,876	26	0,0708	12,5	0,998	0,923	0,59	4,32
24	Уз. 16-7	Уз. 16-8	31,95	0,082	0,082	Подземная бесканальная	1987	89,91	1,3826	26	0,0709	12,5	0,998	0,923	0,43	5,09
25	Уз. 16-8	Уз. 16-9	86,48	0,082	0,082	Надземная	1987	88,87	0,8463	26	0,1920	12,5	0,994	0,922	0,26	6,13
26	Уз. 16-10	Уз. 16-10, Ду32	10,94	0,033	0,033	Надземная	1987	77,88	0,1506	26	0,0243	12,5	1,000	0,922	0,05	17,12
27	Уз. 16-9	Уз. 16-10	27,22	0,05	0,05	Надземная	1987	84,03	0,1506	26	0,0604	12,5	0,999	0,922	0,05	10,97
28	Уз. 16-10, Ду32	ул. 1-я Луговая, 48, Демченко	3,03	0,033	0,033	Надземная	1987	75,82	0,1505	26	0,0067	12,5	1,000	0,922	0,05	19,18

Котельная № 17. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 17» и заканчивается потребителем «Пединститут, столовая» (рис. 41).



Рисунок 43. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 17» до потребителя «Пединститут, столовая»

В табл. 110 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 42 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 42.



Рисунок 44. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод Котельная № 17» до потребителя «Пединститут, столовая»

Таблица 110

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 17» до потребителя «Пединститут, столовая»

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка под. тр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде	Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал
1	Котельная №17	Тк-1 задвижка Ду250	37,68	0,259	0,259	Подземная бесканальная	2005	95	50,5258	9	0,0377	17,5	1,000	1,000	20	22,11
2	Тк-1 задвижка Ду250	ТК-1	3,39	0,259	0,259	Подземная бесканальная	2005	95	50,521	9	0,0034	17,5	1,000	1,000	20	22,10
3	ТК-1 задвижка Ду100	Уз. 2	119	0,1	0,1	Подземная бесканальная	2005	95	21,2542	9	0,1190	12,5	0,999	0,999	20	6,64
4	ТК-1	ТК-1 задвижка Ду100	2,81	0,1	0,1	Подземная бесканальная	1987	95	21,2542	27	0,0071	12,5	1,000	0,999	20	6,64
5	Уз. 2	Уз. 3	2,4	0,1	0,1	Подвальная	2005	95	20,7718	9	0,0024	12,5	1,000	0,999	20	6,49
6	Уз. 3	Уз. 4	37,47	0,1	0,1	Подземная бесканальная	2005	95	4,8516	9	0,0375	12,5	1,000	0,999	20	1,52
7	Уз. 4	Уз. 5	29,08	0,1	0,1	Подземная бесканальная	2005	95	4,5653	9	0,0291	12,5	1,000	0,999	20	1,43
8	Уз. 5	Уз. 6	55,01	0,1	0,1	Подземная бесканальная	2005	95	1,8008	9	0,0550	12,5	1,000	0,999	20	0,56
9	Уз. 6	Пединститут, столовая	19,42	0,05	0,05	Надземная	1987	95	0,7201	27	0,0488	12,5	1,000	0,999	20	0,23

Котельная № 18. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 18» и закачивается потребителем по ул. Ленина, 200 (рис. 43).

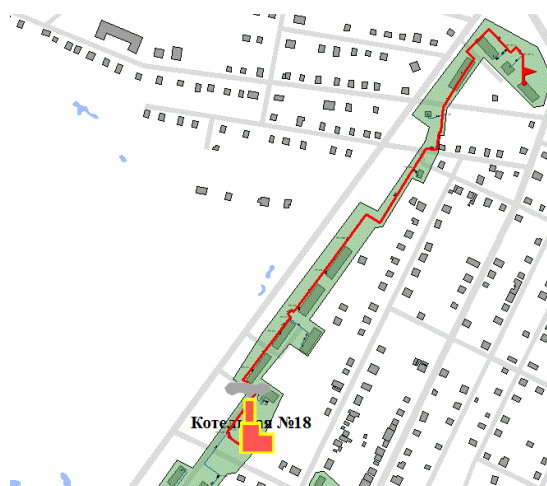


Рисунок 45. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 18» до потребителя по ул. Ленина, 200

В табл. 111 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей книги.

На рис. 44 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, на участках 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 17, 18, 19, 21 ниже нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Основное снижение ВБР до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.



Рисунок 46. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод Котельная № 18» до потребителя по ул. Ленина, 200

Таблица 111

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 18» до потребителя по ул. Ленина, 200

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С
1	Котельная № 18	250/200	46,8	0,259	0,259	Надземная	1980	95	79,6892	33	0,3175	17,5	0,968	0,968	34,86	0
2	250/200	Уз. 22а, Ду250	8,11	0,207	0,207	Надземная	1980	94,94	79,6841	33	0,0550	17,5	0,996	0,968	34,86	0,06
3	Уз. 22а, Ду250	Уз. 22а	2,54	0,207	0,207	Надземная	1980	94,94	79,6835	33	0,0172	17,5	0,999	0,968	34,86	0,06
4	Уз. 22а	Уз. 22	2,79	0,207	0,207	Надземная	1978	94,93	38,0153	35	0,0293	17,5	0,998	0,968	16,63	0,07
5	Уз. 22	Уз. 23	50,07	0,207	0,207	Надземная	1978	94,93	38,0151	35	0,5260	17,5	0,959	0,966	16,63	0,07
6	Уз. 23	Уз. 24а	23,24	0,207	0,207	Надземная	1978	94,82	38,0118	35	0,2441	17,5	0,982	0,966	16,63	0,18
7	Уз. 24а	Уз. 24а, Ду150	2,97	0,15	0,15	Надземная	1969	94,77	38,0102	44	0,5406	17,5	0,974	0,966	16,63	0,23
8	Уз. 24а, Ду150	Уз. 25	44	0,15	0,15	Надземная	1969	94,77	38,0101	44	8,0091	17,5	0,644	0,949	16,63	0,23
9	Уз. 25	Уз. 26	67,85	0,15	0,15	Надземная	1969	94,69	34,5366	44	12,3504	17,5	0,488	0,913	15,11	0,31
10	Уз. 26	Уз. 27	25,75	0,15	0,15	Надземная	1970	94,56	31,1248	43	3,1364	17,5	0,848	0,909	13,62	0,44
11	Уз. 27	Уз. 28	30,63	0,15	0,15	Надземная	1970	94,51	27,8787	43	3,7308	17,5	0,820	0,903	12,20	0,49
12	Уз. 28	Уз. 29	65,77	0,15	0,15	Надземная	1970	94,44	23,7068	43	8,0108	17,5	0,629	0,877	10,37	0,56
13	Уз. 29	ул. 3-я Трудовая 11, Ду150	58,49	0,15	0,15	Надземная	1970	94,26	16,5808	43	7,1241	17,5	0,667	0,857	7,25	0,74
14	ул. 3-я Трудовая 11, Ду150	Под/надз	154,44	0,15	0,15	Подземная бесканальная	1970	94,04	16,5788	43	18,8109	17,5	0,269	0,738	7,25	0,96
15	Под/надз	Уз. 30	7,99	0,15	0,15	Надземная	1970	93,42	16,5735	43	0,9732	17,5	0,953	0,738	7,25	1,58
16	Уз. 30	Над/подз	15,75	0,15	0,15	Надземная	1970	93,39	16,3252	43	1,9184	17,5	0,907	0,736	7,14	1,61
17	Над/подз	Подз/надз	35,5	0,15	0,15	Подземная бесканальная	1970	93,33	16,3247	43	4,3239	17,5	0,793	0,728	7,14	1,67
18	Подз/надз	Уз. 31	54,03	0,15	0,15	Надземная	1970	93,18	16,3234	43	6,5809	17,5	0,690	0,711	7,14	1,82
19	Уз. 31	Уз. ж/д 3	68,89	0,1	0,1	Подземная бесканальная	1970	92,97	16,0001	43	8,3909	12,5	0,735	0,691	5,00	2,03

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С
20	Уз. ж/д 3		23,53	0,1	0,1	Подземная бесканальная	1970	92,72	10,0377	43	2,8660	12,5	0,911	0,689	3,14	2,28
21		Уз. 31-2	104,04	0,1	0,1	Надземная	1970	92,59	10,0374	43	12,672 2	12,5	0,604	0,646	3,14	2,41
22	Уз. 31-2	Уз. 31-3, Ду80	29,47	0,082	0,082	Надземная	1970	92,04	5,736	43	3,5895	12,5	0,910	0,643	1,79	2,96
23	Уз. 31-3, Ду80	Уз. 31-3	2,79	0,082	0,082	Надземная	1970	91,79	5,7357	43	0,3398	12,5	0,992	0,643	1,79	3,21
24	Уз. 31-3	ул. Ленина, 200	25,99	0,05	0,05	Надземная	1970	91,77	1,6979	43	3,1656	12,5	0,955	0,642	0,53	3,23

Котельная № 24. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 24» и заканчивается потребителем «Детский сад № 5 «Голубок» (рис. 45).



Рисунок 47. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 24» до потребителя «Детский сад № 5 «Голубок»

В табл. 112 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной выше в настоящем разделе.

На рис. 46 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 46.

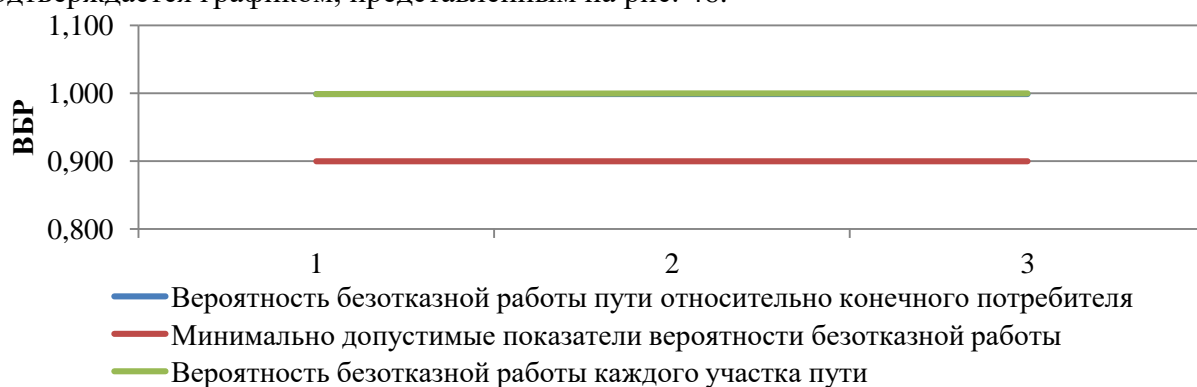


Рисунок 48. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 24» до потребителя «Детский сад № 5 «Голубок»

Таблица 112

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 24» до потребителя «Детский сад № 5 «Голубок»

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал
1	Котельная № 24	Уз. 1	60,87	0,05	0,05	Подземная бесканальная	2003		2,3949	10	0,0609	12,5	0,999	0,999	0,32	0,60
2	Уз. 1	Задвижка Ду50	9,37	0,05	0,05	Подвальная	2003		2,3947	10	0,0094	12,5	1,000	0,999	0,04	0,60
3	Задвижка Ду50	Детсад № 5 "Голубок"	7,01	0,05	0,05	Подвальная	2003		2,3946	10	0,0070	12,5	1,000	0,999	0,03	0,60

Котельная № 27. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 27» и заканчивается потребителем ул. Лермонтова, 7, АБК (рис. 47).



Рисунок 49. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 27» до потребителя ул. Лермонтова, 7, АБК

В табл. 113 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 48 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 48.

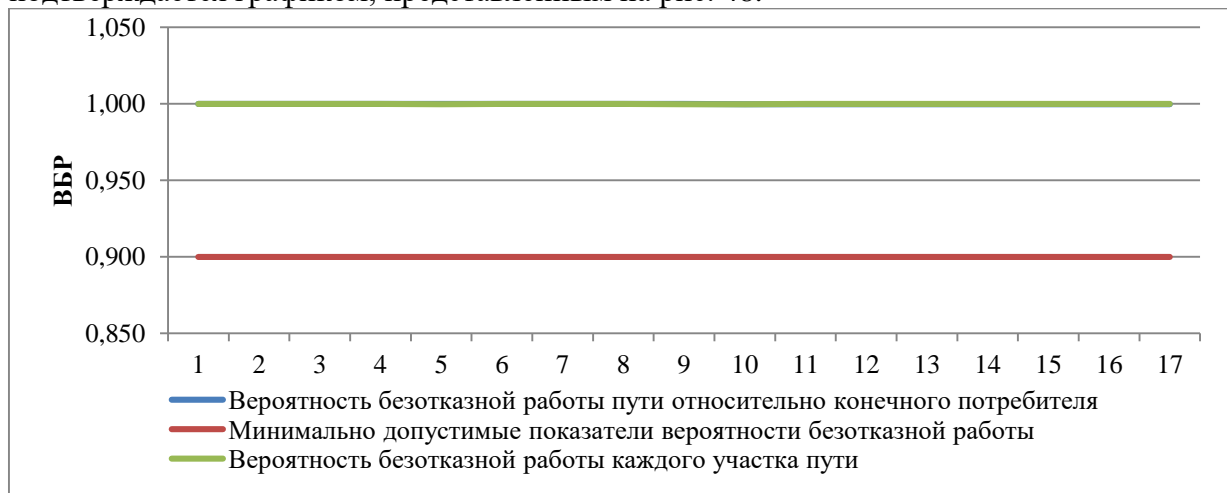


Рисунок 50. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 27» до потребителя ул. Лермонтова, 7, АБК

Таблица 113

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 27» до потребителя ул. Лермонтова, 7, АБК

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка под. тр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде	Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал
1	Котельная №27	надз / подз	13,68	0,15	0,15	Надземная	1987	95	45,6789	27	0,0344	17,5	1,000	1,000	20	19,98
2	надз / подз	ТК-1	28,5	0,15	0,15	Подземная бесканальная	1987	94,96	45,6784	27	0,0717	17,5	1,000	1,000	20,04	19,98
3	ТК-1	Уз. 1, Ду150	2,53	0,15	0,15	Подземная бесканальная	1987	94,86	23,6081	27	0,0064	17,5	1,000	1,000	20,14	10,33
4	Уз. 1, Ду150	Уз. 2	18,68	0,15	0,15	Подземная бесканальная	1987	94,84	23,608	27	0,0470	17,5	1,000	1,000	20,16	10,33
5	Уз. 2	Уз. 3	36,05	0,15	0,15	Подземная бесканальная	1987	94,72	22,0548	27	0,0907	17,5	1,000	1,000	20,28	9,65
6	Уз. 3	Уз. 4	21,79	0,15	0,15	Подземная бесканальная	1987	94,47	20,9049	27	0,0548	17,5	1,000	1,000	20,53	9,15
7	Уз. 4	Уз. 4, Ду80	2,77	0,1	0,1	Подземная бесканальная	1987	94,3	15,7009	27	0,0070	12,5	1,000	1,000	20,7	4,91
8	Уз. 4, Ду80	Уз. 6	26	0,1	0,1	Подземная бесканальная	1987	94,28	15,7008	27	0,0654	12,5	1,000	1,000	20,72	4,91
9	Уз. 6	Уз. 7	45,69	0,1	0,1	Подземная бесканальная	1987	94,1	12,9711	27	0,1149	12,5	1,000	1,000	20,9	4,05
10	Уз. 7	Уз. 8	77,14	0,1	0,1	Надземная	1987	93,7	10,2722	27	0,1940	12,5	1,000	1,000	21,3	3,21
11	Уз. 8	Уз. 8, Ду80	20,88	0,069	0,069	Надземная	1987	92,85	5,9253	27	0,0525	12,5	1,000	1,000	22,15	1,85
12	Уз. 8, Ду80	Уз. 9	39,2	0,069	0,069	Надземная	1987	92,54	5,9252	27	0,0986	12,5	1,000	1,000	22,46	1,85
13	Уз. 9	подз. / надз.	40,23	0,04	0,04	Подземная бесканальная	1987	91,96	1,0256	27	0,1012	12,5	1,000	1,000	23,04	0,32
14	подз. / надз.	Уз. 17, Ду40	22,09	0,04	0,04	Надземная	1987	89,1	1,0255	27	0,0556	12,5	1,000	1,000	25,9	0,32
15	Уз. 17, Ду40	Уз. 17	3,23	0,033	0,033	Надземная	1987	87,69	1,0255	27	0,0081	12,5	1,000	1,000	27,31	0,32
16	Уз. 17	Уз. 17а, Ду32	20,94	0,033	0,033	Подвальная	1987	87,48	0,512	27	0,0527	12,5	1,000	1,000	27,52	0,16
17	Уз. 17а, Ду32	ул. Лермонтова, 7, АБК	28,24	0,033	0,033	Подземная бесканальная	1987	85,85	0,5119	27	0,0710	12,5	1,000	1,000	29,15	0,16

Котельная № 29. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 29» и заканчивается потребителем «Базарная площадь, магазин» (рис. 49).

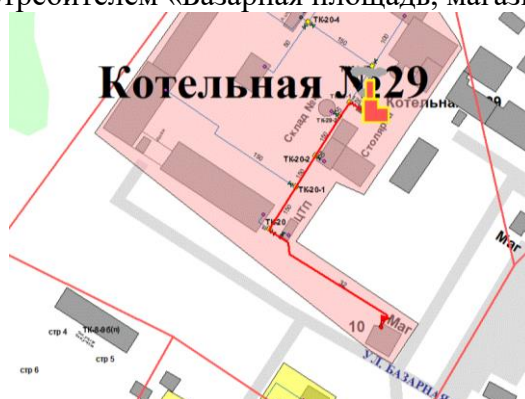


Рисунок 51. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 29» до потребителя «Базарная площадь, магазин»

В табл. 114 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной выше в настоящем разделе.

На рис. 50 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 50.

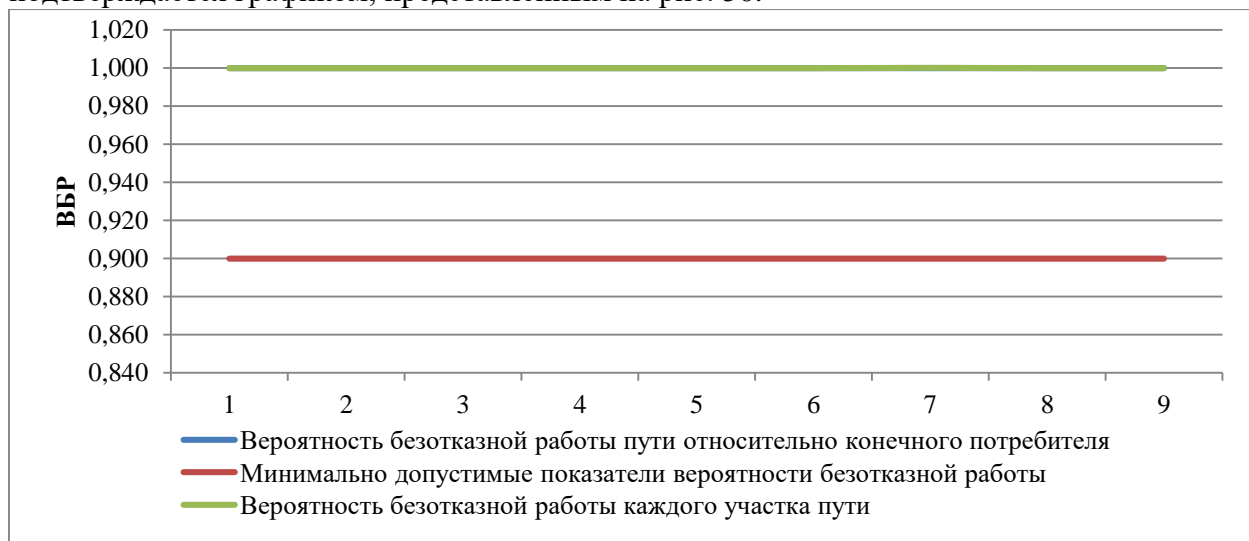


Рисунок 52. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 29» до потребителя «Базарная площадь, магазин»

Таблица 114

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 29» до потребителя «Базарная площадь, магазин»

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка подающего, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде	Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал
1	Котельная №29	ТК-29-1, Ду100	10,63	0,125	0,125	Подземная бесканальная	1987	95	20,1734	27	0,0267	17,5	1,000	1,000	20	8,83
2	ТК-29-1, Ду100	ТК-29-1	2,38	0,125	0,125	Подземная бесканальная	1987	94,92	20,1732	27	0,0060	17,5	1,000	1,000	20,08	8,83
3	ТК-29-1	ТК-29-2	9,31	0,15	0,15	Подземная бесканальная	1987	94,9	7,5687	27	0,0234	17,5	1,000	1,000	20,1	3,31
4	ТК-29-2	ТК- 20-2	24,47	0,15	0,15	Подземная канальная	1987	94,68	7,0256	27	0,0616	17,5	1,000	1,000	20,32	3,07
5	ТК- 20-2	ТК- 20-1	19,75	0,15	0,15	Подземная канальная	1987	94,04	6,9881	27	0,0497	17,5	1,000	1,000	20,96	3,06
6	ТК- 20-1	ТК-20	20,44	0,15	0,15	Подземная канальная	1987	93,53	6,2736	27	0,0514	17,5	1,000	1,000	21,47	2,74
7	ТК-20	ТК-20, Ду50	3,21	0,05	0,05	Подземная бесканальная	1987	92,94	1,7278	27	0,0081	12,5	1,000	1,000	22,06	0,54
8	ТК-20, Ду50	Ответвление на ЦТП МУП "ГВК"	84,17	0,05	0,05	Подземная бесканальная	1987	92,78	1,7278	27	0,2117	12,5	1,000	1,000	22,22	0,54
9	Ответвление на ЦТП МУП "ГВК"	Базарная площадь, магазин	79,54	0,033	0,033	Подземная бесканальная	1987	88,61	0,5201	27	0,2001	12,5	1,000	1,000	26,39	0,16

Котельная № 31. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 31» и заканчивается потребителем «Школа № 1, мастерские» (рис. 51).



Рисунок 53. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 31» до потребителя «Школа № 1, мастерские»

В табл. 115 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с принятой методикой.

На рис. 52 представлена иллюстрация расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа ниже $P_j \geq 0,9$. Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 52.

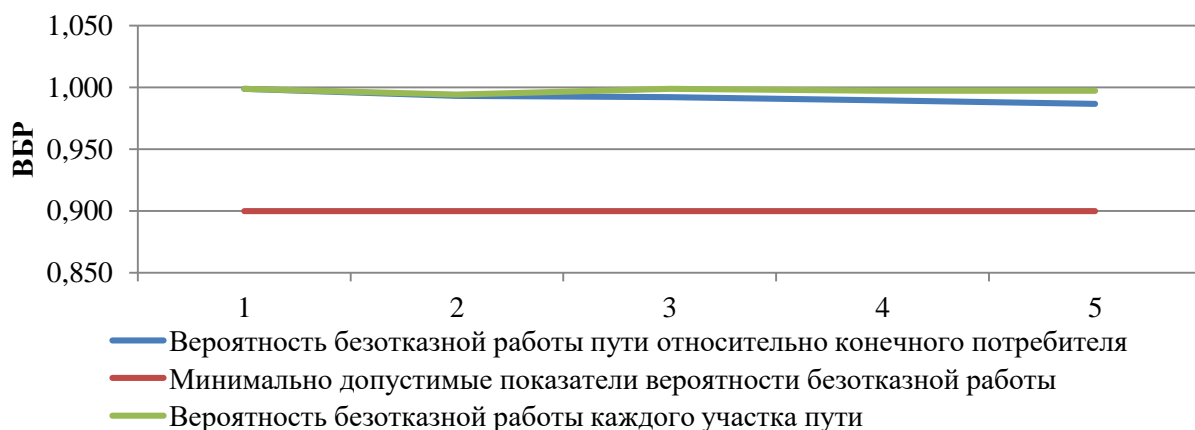


Рисунок 54. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 31» до потребителя «Школа № 1, мастерские»

Таблица 115

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 31» до потребителя «Школа № 1, мастерские»

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Г кал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С	Оценка недоотпуска тепловой энергии отапливаемого участка, Г кал
1	Котельная № 31	Задвижка Ду100	14,11	0,1	0,1	Подземная канальная	1987	95	23,4371	26	0,0313	12,5	0,999	0,999	4,01	0	7,32
2	Задвижка Ду100	Уз. 1	70,4	0,1	0,1	Подземная канальная	1987	94,91	23,4369	26	0,1563	12,5	0,994	0,993	23,07	0,09	7,32
3	Уз. 1	Разветвление на Уз. школы	16,94	0,1	0,1	Подвальная	1987	93,76	23,4357	26	0,0376	12,5	0,999	0,992	4,85	1,24	7,32
4	Разветвление на Уз. школы	Вывод школы № 1	51,7	0,069	0,069	Подвальная	1987	93,61	2,0007	26	0,1148	12,5	0,997	0,989	0,90	1,39	0,63
5	Вывод школы № 1	Школа № 1, мастерские	74,21	0,05	0,05	Подземная бесканальная	1987	91,97	2,0003	26	0,1647	12,5	0,997	0,987	0,93	3,03	0,63

Котельная № 3. Участок тепловой сети начинается от камеры вывод Котельная № 3 и заканчивается потребителем по ул. Верхнефилатовская, 1 (рис. 53).

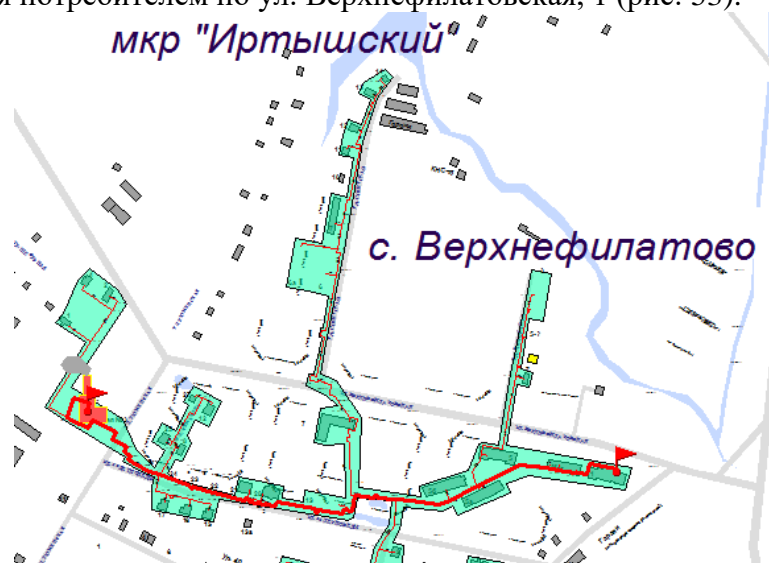


Рисунок 55. Трассировка участка тепловой сети от камеры вывод Котельная № 3 до потребителя по ул. Верхнефилатовская, 1

В табл. 116 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной в разделе 2 настоящей книги.

На рис. 54 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа ниже $P_j \geq 0,9$. Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 54.

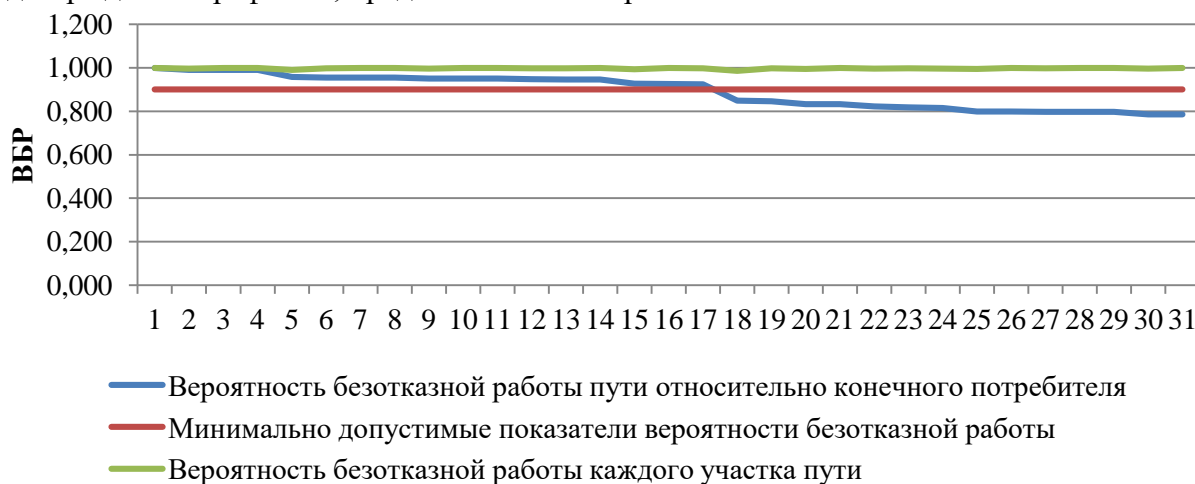


Рисунок 56. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 3» до потребителя по ул. Верхнефилатовская, 1

**Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод -Котельная № 3»
до потребителя по ул. Верхнефилатовская, 1**

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в
1	Котельная №3	Уз.1а	12,86	0,207	0,207	Надземная	2005	95	106,475	8	0,0129	17,5	0,999	0,999	46,58	0
2	Уз.1а	ТК-1, Ду200	49,48	0,207	0,207	Надземная	2005	94,99	106,474	8	0,0495	17,5	0,996	0,991	46,58	0,01
3	ТК-1, Ду200	ТК-1	2,62	0,207	0,207	Надземная	2005	94,95	106,4706	8	0,0026	17,5	1,000	0,991	46,58	0,05
4	ТК-1	ТК-1, Ду250	2,51	0,207	0,207	Надземная	2012	94,95	105,7696	1	0,0025	17,5	1,000	0,991	46,27	0,05
5	ТК-1, Ду250	Переход с надз в подз канал	85,51	0,259	0,259	Надземная	2012	94,95	105,7694	1	0,0855	17,5	0,991	0,957	46,27	0,05
6	Переход с надз в подз канал	ТК-2	19,96	0,259	0,259	Подземная канальная	2012	94,87	105,7601	1	0,0200	17,5	0,998	0,956	46,27	0,13
7	ТК-2	Переход подз б/кан в подз кан	7,94	0,259	0,259	Подземная бесканальная	2012	94,86	105,7579	1	0,0079	17,5	0,999	0,955	46,27	0,14
8	Переход подз б/кан в подз кан	ТК-3	10,12	0,259	0,259	Подземная канальная	2012	94,85	105,757	1	0,0101	17,5	0,999	0,955	46,27	0,15
9	ТК-3	ТК-4	31,9	0,259	0,259	Подземная бесканальная	2012	94,84	105,7559	1	0,0319	17,5	0,997	0,951	46,27	0,16
10	ТК-4	Переход подз кан в подз б/кан	11,23	0,259	0,259	Подземная канальная	2012	94,81	105,7524	1	0,0112	17,5	0,999	0,950	46,27	0,19
11	Переход подз кан в подз б/кан	ТК-5	7,43	0,259	0,259	Подземная бесканальная	2012	94,81	105,7512	1	0,0074	17,5	0,999	0,950	46,27	0,19
12	ТК-5	ТК-6	23,93	0,259	0,259	Подземная бесканальная	2012	94,8	101,7224	1	0,0239	17,5	0,998	0,948	44,50	0,2
13	ТК-6	Переход подз б/кан в подз кан	17,32	0,259	0,259	Подземная бесканальная	2012	94,77	101,7198	1	0,0173	17,5	0,998	0,947	44,50	0,23
14	Переход подз б/кан в подз кан	Переход подз кан в подз б/кан	13,25	0,259	0,259	Подземная канальная	2012	94,76	101,7179	1	0,0133	17,5	0,999	0,946	44,50	0,24
15	Переход подз кан в подз б/кан	Переход подз б/кан в подз кан	66,49	0,259	0,259	Подземная бесканальная	2012	94,75	101,7164	1	0,0665	17,5	0,993	0,927	44,50	0,25

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в
16	Переход подз б/кан в подз кан	Переход подз кан в подз б/кан	13,86	0,259	0,259	Подземная канальная	2012	94,68	101,7092	1	0,0139	17,5	0,999	0,926	44,50	0,32
17	Переход подз кан в подз б/кан	ТК-7	20,81	0,259	0,259	Подземная бесканальная	2012	94,67	101,7077	1	0,0208	17,5	0,998	0,924	44,50	0,33
18	ТК-7	ТК-8	123,15	0,259	0,259	Подземная канальная	2012	94,65	99,2932	1	0,1232	17,5	0,985	0,849	43,44	0,35
19	ТК-8	ТК-9	27,41	0,259	0,259	Подземная канальная	2012	94,56	95,5511	1	0,0274	17,5	0,997	0,846	41,80	0,44
20	ТК-9	ТК-10	60,75	0,207	0,207	Надземная	2012	94,54	76,4013	1	0,0608	17,5	0,995	0,833	33,43	0,46
21	ТК-10	ТК-10, Ду150	2,55	0,15	0,15	Подземная бесканальная	2005	94,48	31,9411	8	0,0026	17,5	1,000	0,833	13,97	0,52
22	ТК-10, Ду150	Уз. 24	67,36	0,15	0,15	Подземная бесканальная	2005	94,47	31,941	8	0,0674	17,5	0,996	0,822	13,97	0,53
23	Уз. 24	Уз. 25	40,71	0,15	0,15	Надземная	2005	94,33	24,3591	8	0,0407	17,5	0,998	0,819	10,66	0,67
24	Уз. 25	150/100	27,43	0,15	0,15	Надземная	1987	94,21	8,2686	26	0,0609	17,5	0,997	0,815	3,62	0,79
25	150/100	Уз. 26а	68,49	0,1	0,1	Надземная	1987	93,98	8,2676	26	0,1520	12,5	0,994	0,799	2,58	1,02
26	Уз. 26а	Уз. 26б	16,45	0,1	0,1	Надземная	1987	93,54	7,3137	26	0,0365	12,5	0,999	0,798	2,29	1,46
27	Уз. 26б	Уз. 26	22,39	0,1	0,1	Надземная	1987	93,41	6,5058	26	0,0497	12,5	0,998	0,797	2,03	1,59
28	Уз. 26	100/80	2,11	0,1	0,1	Надземная	1987	93,22	5,7495	26	0,0047	12,5	1,000	0,797	1,80	1,78
29	100/80	Вывод маг. "Престиж-Н"	3,85	0,082	0,082	Надземная	1987	93,2	5,7495	26	0,0085	12,5	1,000	0,797	1,80	1,8
30	Вывод маг. "Престиж-Н"	Ввод ж/д 1	63,17	0,082	0,082	Надземная	1987	93,16	5,7494	26	0,1402	12,5	0,996	0,786	1,80	1,84
31	Ввод ж/д 1	ул. Верхнефилатовская, 1	1,57	0,082	0,082	Подвальная	1987	92,58	5,7487	26	0,0035	12,5	1,000	0,786	1,80	2,42

Котельная № 20. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 20» и заканчивается потребителем «Ж/д № 10, КХ «Расчет» (рис. 55).

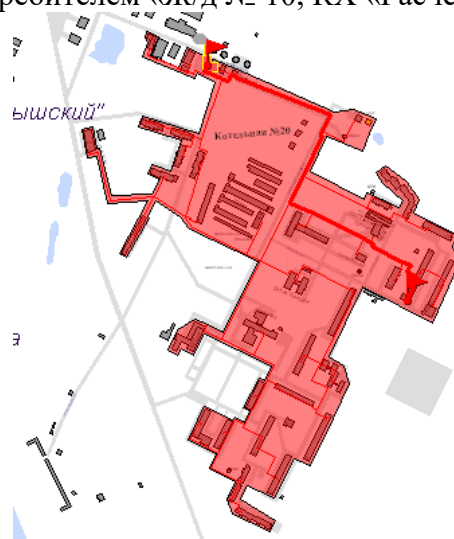


Рисунок 57. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 20» до потребителя «Ж/д № 10, КХ «Расчет»

В табл. 117 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 56 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, на участках 5, 6 ниже нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Основное снижение ВБР до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

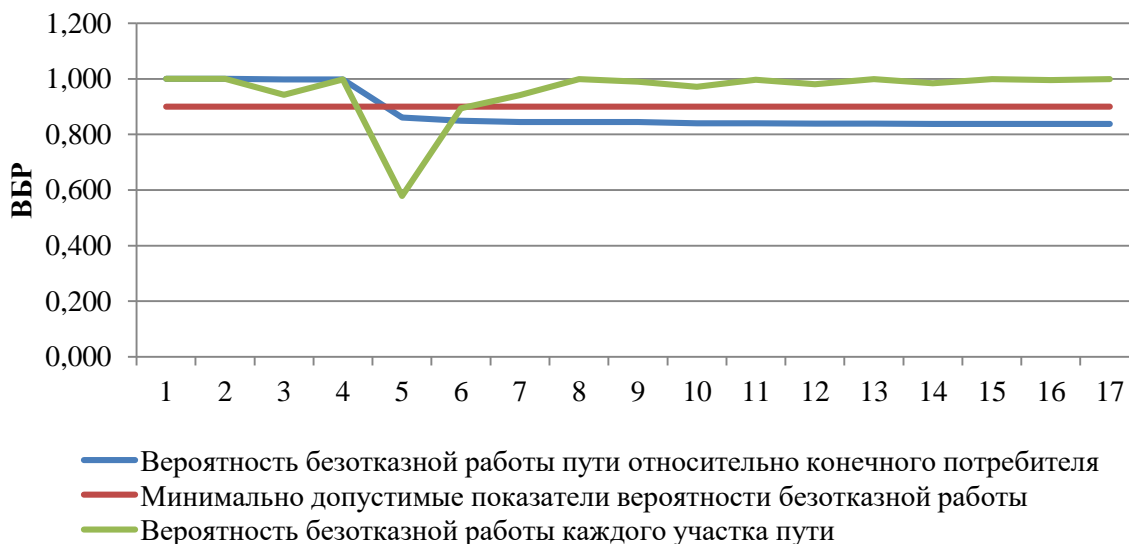


Рисунок 58. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод -Котельная № 20» до потребителя «Ж/д № 10, КХ «Расчет»

Таблица 117

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 20» до потребителя «Ж/д № 10, КХ «Расчет»

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С
1	Котельная № 20	Уз. 1	11,2	0,357	0,357	Надземная	2013	95	471,6515	0	0,0000	17,5	1,000	1,000	206,35	0
2	Уз. 1	Уз. 2	9,14	0,357	0,357	Надземная	2013	94,99	471,6488	0	0,0000	17,5	1,000	1,000	206,35	0,01
3	Уз. 2	Уз. 3	40,33	0,357	0,357	Надземная	1978	94,99	467,8848	35	0,4237	17,5	0,942	0,998	204,70	0,01
4	Уз. 3	Уз. 3, Ду250	2,86	0,259	0,259	Надземная	1978	94,97	222,7752	35	0,0300	17,5	0,997	0,998	97,46	0,03
5	Уз. 3, Ду250	Уз. 6	320,32	0,259	0,259	Надземная	1978	94,96	222,7749	35	3,3648	17,5	0,579	0,861	97,46	0,04
6	Уз. 6	Уз. 9	115,26	0,207	0,207	Надземная	1978	94,68	222,2442	35	1,2108	17,5	0,894	0,849	97,23	0,32
7	Уз. 9	ТК-38	68,52	0,207	0,207	Надземная	1978	94,59	153,2912	35	0,7198	17,5	0,942	0,845	67,06	0,41
8	ТК-38	ТК-38, Ду150	2,67	0,15	0,15	Подземная канальная	1984	94,52	64,1442	29	0,0089	17,5	1,000	0,845	28,06	0,48
9	ТК-38, Ду150	ТК-39	55,1	0,15	0,15	Подземная канальная	1984	94,51	64,1441	29	0,1838	17,5	0,990	0,844	28,06	0,49
10	ТК-39	ТК-40	131,56	0,15	0,15	Подземная канальная	1984	94,47	51,2177	29	0,4389	17,5	0,971	0,841	22,41	0,53
11	ТК-40	ТК-41	17,64	0,15	0,15	Подземная канальная	1984	94,34	50,2679	29	0,0588	17,5	0,997	0,840	21,99	0,66
12	ТК-41	ТК-42	95,79	0,15	0,15	Подземная канальная	1984	94,33	48,1178	29	0,3196	17,5	0,980	0,839	21,05	0,67
13	ТК-42	ТК-42, Ду150	2,94	0,15	0,15	Подземная канальная	1984	94,23	41,6084	29	0,0098	17,5	1,000	0,839	18,20	0,77
14	ТК-42, Ду150	Ввод ж/д 10	50,4	0,15	0,15	Подземная канальная	1981	94,22	41,6083	32	0,2807	17,5	0,984	0,838	18,20	0,78
15	Ввод ж/д 10	Уз. 43	6,27	0,15	0,15	Подвальная	1984	94,16	41,6062	29	0,0209	17,5	0,999	0,838	18,20	0,84
16	Уз. 43	отпайка на уз. 4 ж/д 10	37,22	0,1	0,1	Подвальная	1984	94,15	0,7016	29	0,1242	12,5	0,996	0,838	0,22	0,85
17	отпайка на уз. 4 ж/д 10	ж/д № 10, КХ "Расчет"	21,71	0,027	0,027	Подвальная	1984	91,94	0,701	29	0,0724	12,5	0,999	0,838	0,22	3,06

Котельная № 22. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 22» и заканчивается потребителем «Эстетический центр» (рис. 57).



Рисунок 59. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 22» до потребителя «Эстетический центр»

В табл. 118 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 58 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, на участках 4, 5, 6 ниже нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Основное снижение ВБР до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

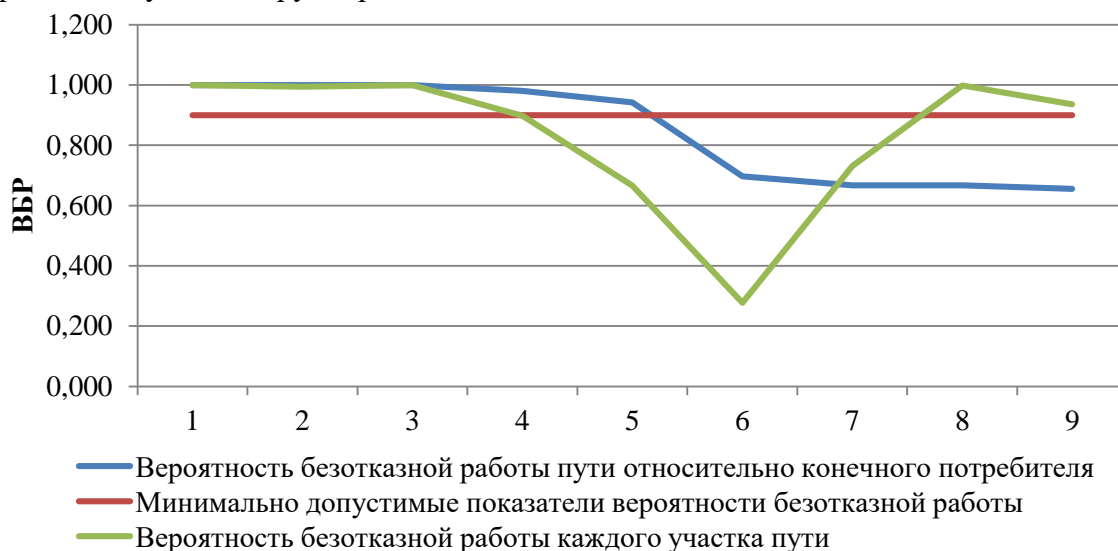


Рисунок 60. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 22» до потребителя «Эстетический центр»

Таблица 118

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 22» до потребителя «Эстетический центр»

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С
1	Котельная № 22	250/400	4,91	0,414	0,414	Подземная бесканальная	2007	95	492,668	6	0,0049	17,5	0,999	0,999	215,54	0
2	250/400	Уз. 1, Ду250	35,2	0,414	0,414	Надземная	2007	95	492,6666	6	0,0352	17,5	0,994	0,999	215,54	0
3	Уз. 1, Ду250	Уз. 1	2,89	0,414	0,414	Подземная бесканальная	2007	94,99	492,6563	6	0,0029	17,5	1,000	0,999	215,54	0,01
4	Уз. 1	ТК-3	113,49	0,309	0,309	Надземная	1980	94,99	250,3821	33	0,7698	17,5	0,897	0,981	109,54	0,01
5	ТК-3	ТК-4	74,47	0,309	0,309	Надземная	1973	94,93	240,1586	40	3,1207	17,5	0,666	0,942	105,07	0,07
6	ТК-4	ТК-5	217,69	0,259	0,259	Надземная	1973	94,89	67,0542	40	9,1223	17,5	0,278	0,696	29,34	0,11
7	ТК-5	ТК-6	69,98	0,259	0,259	Подземная канальная	1973	94,55	51,3318	40	2,9325	17,5	0,731	0,667	22,46	0,45
8	ТК-6	ТК-6, Ду50	3,17	0,05	0,05	Подземная канальная	1974	94,42	2,3316	39	0,0971	12,5	0,999	0,667	0,73	0,58
9	ТК-6, Ду50	Эстетический центр	118,48	0,05	0,05	Подземная канальная	1974	94,37	2,3316	39	3,6290	12,5	0,936	0,655	0,73	0,63

Котельная № 16. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 16» и заканчивается потребителем ул. Крупской, 16, Южакова Г.Г. (рис. 59).

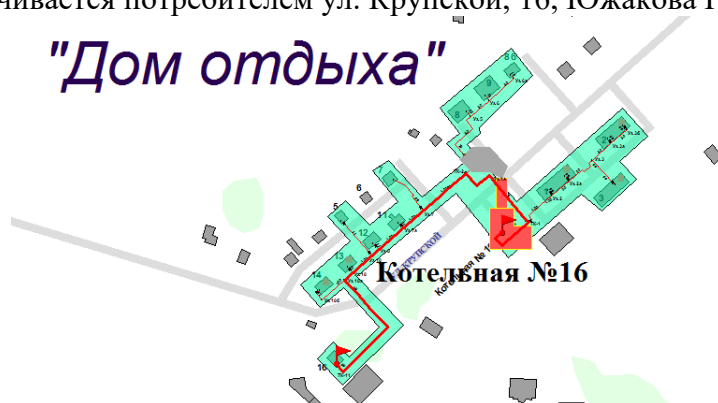


Рисунок 61. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 16» до потребителя ул. Крупской, 16, Южакова Г.Г.

В табл. 119 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 60 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 60



Рисунок 62. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 16» до потребителя ул. Крупской, 16, Южакова Г.Г.

**Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 16»
до потребителя ул. Крупской, 16, Южакова Г.Г.**

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде	Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал
1	Котельная №16	Надз/подз	38,75	0,1	0,1	Надземная	1974	10,8196	40	1,6238	12,5	0,946	0,946	90	2,70
2	Надз/подз	ТК-1	5,7	0,1	0,1	Подземная бесканальная	1974	10,8191	40	0,2389	12,5	0,993	0,946	90	2,70
3	ТК-1	ТК-1 звдвижка Ду100	2,95	0,1	0,1	Надземная	1974	4,2236	40	0,1236	12,5	0,996	0,946	90	1,06
4	ТК-1 звдвижка Ду100	Надз/ подз	35,24	0,1	0,1	Надземная	1974	4,2236	40	1,4767	12,5	0,951	0,942	90	1,06
5	Надз/ подз	Уз. 1а	8,86	0,1	0,1	Подземная бесканальная	1974	4,2231	40	0,3713	12,5	0,988	0,941	90	1,06
6	Уз. 1а	ТК-2	31,52	0,1	0,1	Надземная	1974	4,223	40	1,3209	12,5	0,957	0,938	90	1,06
7	ТК-2	Задвижка Ду100	18,36	0,1	0,1	Надземная	1974	2,8683	40	0,7694	12,5	0,976	0,936	90	0,72
8	Задвижка Ду100	Надз/подз	6,03	0,1	0,1	Надземная	1974	2,868	40	0,2527	12,5	0,992	0,936	90	0,72
9	Надз/подз	Уз. 7	22,31	0,1	0,1	Подземная бесканальная	1974	2,8679	40	0,9349	12,5	0,970	0,934	90	0,72
10	Уз. 7	Уз. 7а	22,52	0,1	0,1	Надземная	1976	2,5961	38	0,5140	12,5	0,983	0,933	90	0,65
11	Уз. 7а	Уз. 8	26,99	0,1	0,1	Надземная	1976	2,0955	38	0,6160	12,5	0,980	0,932	90	0,52
12	Уз. 8	Уз. 10	7,93	0,1	0,1	Надземная	1976	1,5949	38	0,1810	12,5	0,994	0,932	90	0,40
13	Уз. 10	Уз. 10	21,22	0,1	0,1	Надземная	1976	1,3146	38	0,4843	12,5	0,984	0,931	90	0,33
14	Уз. 10	Уз. 10а	9,38	0,1	0,1	Надземная	1976	0,814	38	0,2141	12,5	0,993	0,931	90	0,20
15	Уз. 10а	Надз/подз	18,59	0,082	0,082	Надземная	1976	0,3132	38	0,4243	12,5	0,989	0,930	90	0,08

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде	Оценка недопуска тепловой энергии потребителям при отказе участка, Гкал
16	Надз/подз	Подз/надз	12,22	0,082	0,082	Подземная бесканальная	1976	0,3131	38	0,2789	12,5	0,993	0,930	90	0,08
17	Подз/надз	ТК-11	75	0,082	0,082	Надземная	1976	0,3129	38	1,7118	12,5	0,951	0,920	90	0,08
18	ТК-11	ТК-11 Ду 50	5,56	0,05	0,05	Надземная	1976	0,3122	38	0,1269	12,5	0,998	0,920	90	0,08
19	ТК-11 Ду 50	ул. Крупской, 16, Южакова Г.Г.	3,48	0,05	0,05	Подвальная	1976	0,3122	38	0,0794	12,5	0,999	0,920	90	0,08

Котельная № 15. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 15» и заканчивается потребителем по ул. Левобережная, 48 (рис. 61).



Рисунок 63. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 15» до потребителя по ул. Левобережная, 48

В табл. 120 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 62 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, на участках 15, 16 ниже нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Основное снижение ВБР до значения ниже нормативного происходит из-за значительного срока эксплуатации трубопровода.

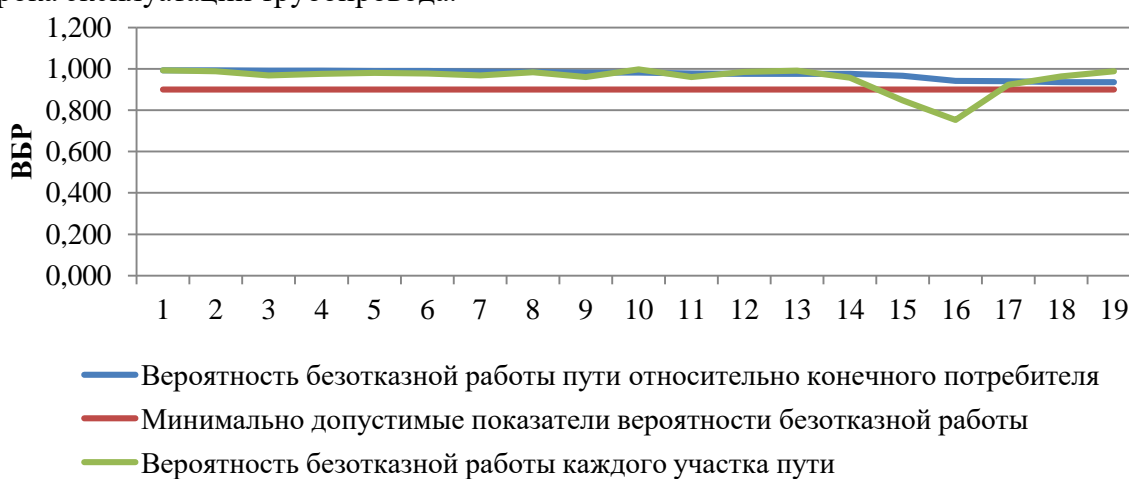


Рисунок 64. ВБР относительно ТК участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 15» до потребителя по ул. Левобережная, 48

Таблица 120

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 15» до потребителя по ул. Левобережная, 48

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С
1	Котельная № 15	Уз в котельной	8,97	0,259	0,259	Подвальная	1980	95	74,9591	33	0,0608	17,5	0,994	0,994	32,79	0
2	Уз в котельной	ТК-1	16,18	0,259	0,259	Подземная канальная	1980	94,99	74,7081	33	0,1098	17,5	0,990	0,994	32,68	0,01
3	ТК-1	ТК-2	45,62	0,259	0,259	Подземная канальная	1980	94,98	74,7064	33	0,3094	17,5	0,969	0,993	32,68	0,02
4	ТК-2	ТК-3	34,4	0,259	0,259	Подземная канальная	1980	94,93	71,394	33	0,2333	17,5	0,977	0,992	31,23	0,07
5	ТК-3	ТК-4	29,24	0,259	0,259	Подземная канальная	1980	94,89	58,5646	33	0,1983	17,5	0,981	0,991	25,62	0,11
6	ТК-4	ТК-5	55,84	0,15	0,15	Подземная канальная	1980	94,86	52,1198	33	0,3788	17,5	0,979	0,990	22,80	0,14
7	ТК-5	ТК-6	78,82	0,15	0,15	Подземная канальная	1980	94,8	45,3495	33	0,5346	17,5	0,969	0,987	19,84	0,2
8	ТК-6	ТК-7	44,13	0,15	0,15	Подземная канальная	1980	94,71	41,9567	33	0,2993	17,5	0,984	0,987	18,36	0,29
9	ТК-7	Подз./Надз	95,61	0,15	0,15	Подземная канальная	1980	94,65	38,7341	33	0,6485	17,5	0,961	0,982	16,95	0,35
10	Подз./Надз	Уз. 1	5,79	0,15	0,15	Надземная	1980	94,52	38,7308	33	0,0393	17,5	0,998	0,982	16,94	0,48
11	Уз. 1	Уз. 9	112,55	0,125	0,125	Надземная	1980	94,51	21,8911	33	0,7634	17,5	0,961	0,978	9,58	0,49
12	Уз. 9	Переход Ду125/Ду100	44,42	0,125	0,125	Надземная	1980	94,21	16,8564	33	0,3013	17,5	0,987	0,977	7,37	0,79
13	Переход Ду125/Ду100	Уз. 11	36,28	0,1	0,1	Надземная	1980	94,06	16,8554	33	0,2461	12,5	0,992	0,977	5,27	0,94
14	Уз. 11	Уз. 12	16,33	0,1	0,1	Надземная	1971	93,95	13,649	42	1,3631	12,5	0,957	0,976	4,27	1,05
15	Уз. 12	Уз. 13	55,46	0,1	0,1	Надземная	1971	93,88	11,3319	42	4,6292	12,5	0,848	0,967	3,54	1,12
16	Уз. 13	Переход Ду100/Ду80	88,62	0,1	0,1	Надземная	1971	93,62	8,9963	42	7,3971	12,5	0,753	0,943	2,81	1,38
17	Переход Ду100/Ду80	Уз. 14	35,17	0,082	0,082	Надземная	1971	93,1	8,9951	42	2,9356	12,5	0,924	0,940	2,81	1,9
18	Уз. 14	Ду80	88,58	0,082	0,082	Надземная	1977	92,91	4,3049	36	1,1851	12,5	0,964	0,937	1,35	2,09

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С
19	Ду80	ул. Левобережная, 48	32,83	0,082	0,082	Надземная	1977	91,91	4,3041	36	0,4392	12,5	0,988	0,937	1,35	3,09

Котельная № 19. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 19» и заканчивается потребителем по ул. Калинина, 5 (рис. 63).

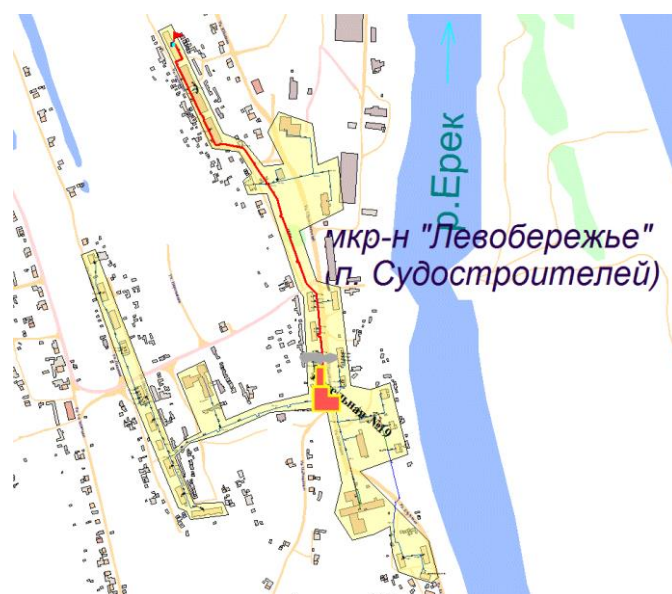


Рисунок 65. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 19» до потребителя по ул. Калинина, 5

В табл. 121 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 64 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 64.



Рисунок 66. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 19» до потребителя по ул. Калинина, 5

Таблица 121

**Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 19»
до потребителя по ул. Калинина, 5**

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С
1	Котельная № 19	Уз. Вывод из кот.	6,02	0,207	0,207	Повдальная	1980	95	98,9134	33	0,0408	17,5	0,997	0,997	43,27	0
2	Уз. Вывод из кот.	Уз. 1	11,05	0,207	0,207	Надземная	1980	95	98,913	33	0,0750	17,5	0,995	0,997	43,27	0
3	Уз. 1	Уз. 2	3,2	0,207	0,207	Надземная	1980	94,99	69,4692	33	0,0217	17,5	0,998	0,997	30,39	0,01
4	Уз. 2	надз. / подз.	27,33	0,207	0,207	Надземная	1980	94,98	25,0916	33	0,1854	17,5	0,986	0,996	10,98	0,02
5	надз. / подз.	подз. / надз.	10,25	0,207	0,207	Подземная бесканальная	1980	94,9	25,0897	33	0,0695	17,5	0,995	0,996	10,98	0,1
6	подз. / надз.	Уз. 3	15,7	0,207	0,207	Надземная	1980	94,86	25,089	33	0,1065	17,5	0,992	0,996	10,98	0,14
7	Уз. 3	Уз. 4	30,77	0,207	0,207	Надземная	1973	94,81	22,9604	40	1,2894	17,5	0,906	0,992	10,05	0,19
8	Уз. 4	Уз. 9	45,06	0,207	0,207	Надземная	1980	94,7	22,564	33	0,3056	17,5	0,976	0,991	9,87	0,3
9	Уз. 9	Уз. 10	4,63	0,15	0,15	Надземная	1973	94,54	21,5591	40	0,1940	17,5	0,990	0,991	9,43	0,46
10	Уз. 10	Уз. 11	40,08	0,15	0,15	Надземная	1980	94,52	20,5572	33	0,2719	17,5	0,985	0,990	8,99	0,48
11	Уз. 11	Уз. 12	8,61	0,15	0,15	Надземная	1973	94,4	19,7891	40	0,3608	17,5	0,982	0,989	8,66	0,6
12	Уз. 12	Уз. 13	1,8	0,15	0,15	Надземная	1973	94,37	17,4528	40	0,0754	17,5	0,996	0,989	7,64	0,63
13	Уз. 13	Уз. 14	9,34	0,15	0,15	Надземная	1973	94,36	16,6861	40	0,3914	17,5	0,981	0,989	7,30	0,64
14	Уз. 14	надз. / подз.	4,88	0,15	0,15	Надземная	1980	94,33	15,9188	33	0,0331	17,5	0,998	0,989	6,96	0,67
15	надз. / подз.	подз. / надз.	26,01	0,15	0,15	Подземная бесканальная	1980	94,31	15,9186	33	0,1764	17,5	0,991	0,989	6,96	0,69
16	подз. / надз.	Ду150 / Ду125	100,38	0,15	0,15	Надземная	1980	94,2	15,9177	33	0,6809	17,5	0,958	0,983	6,96	0,8
17	Ду150 / Ду125	Уз. 15	101,95	0,125	0,125	Надземная	1980	93,79	15,9143	33	0,6915	17,5	0,965	0,978	6,96	1,21
18	Уз. 15	надз. / подз.	33,95	0,125	0,125	Надземная	1980	93,43	13,2558	33	0,2303	17,5	0,990	0,977	5,80	1,57
19	надз. / подз.	подз. / надз.	15,69	0,125	0,125	Подземная бесканальная	1980	93,29	13,255	33	0,1064	17,5	0,996	0,977	5,80	1,71
20	подз. / надз.	Уз. 15а	31,37	0,125	0,125	Надземная	1980	93,22	13,2547	33	0,2128	17,5	0,991	0,977	5,80	1,78
21	Уз. 15а	подз. / надз.	32,4	0,125	0,125	Подземная бесканальная	1980	93,09	13,254	33	0,2198	17,5	0,991	0,976	5,80	1,91

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С
22	подз. / надз.	Уз. 19	45,29	0,125	0,125	Надземная	1973	92,94	13,2532	40	1,8979	17,5	0,919	0,971	5,80	2,06
23	Уз. 19	надз. / подз.	23,84	0,125	0,125	Надземная	1973	92,75	9,9867	40	0,9990	17,5	0,959	0,970	4,37	2,25
24	надз. / подз.	подз. / надз.	7,93	0,125	0,125	Подземная бесканальная	1973	92,62	9,9861	40	0,3323	17,5	0,987	0,970	4,37	2,38
25	подз. / надз.	Ду125 / Ду100	4,56	0,125	0,125	Надземная	1973	92,57	9,9859	40	0,1911	17,5	0,992	0,970	4,37	2,43
26	Ду125 / Ду100	Уз. 20	42,48	0,1	0,1	Надземная	1973	92,55	9,9858	40	1,7801	12,5	0,941	0,966	3,12	2,45
27	Уз. 20	Уз. 21	14,01	0,1	0,1	Надземная	1973	92,32	6,8027	40	0,5871	12,5	0,981	0,966	2,13	2,68
28	Уз. 21	Уз. 21, Ду50	2,87	0,05	0,05	Надземная	1973	92,22	3,395	40	0,1203	12,5	0,998	0,966	1,06	2,78
29	Уз. 21, Ду50	ул. Калинина, 5	3,67	0,05	0,05	Подвальная	1973	92,19	3,395	40	0,1538	12,5	0,998	0,966	1,06	2,81

Котельная № 9. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод- Котельная № 9» и заканчивается у потребителя по ул. Заводская, 11 (рис. 65).



Рисунок 67. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 9» до потребителя по ул. Заводская, 11

В табл. 122 приведены данные расчета вероятности безотказной работы ВБР. На рис. 66 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 66.

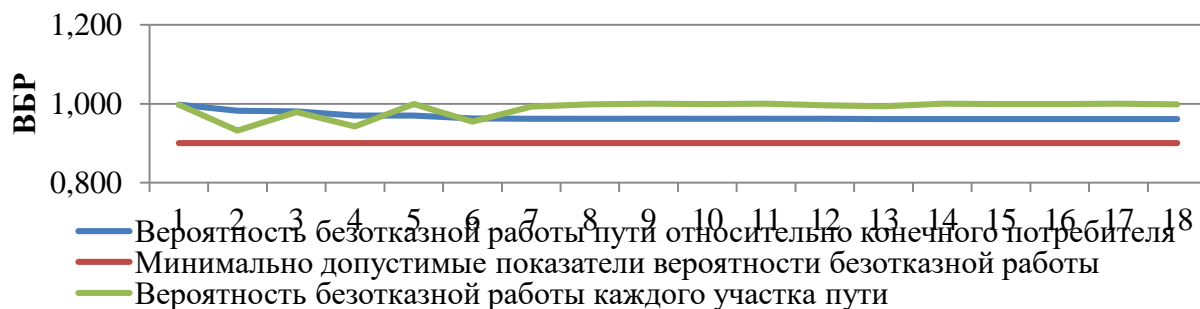


Рисунок 68. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 9» до потребителя по ул. Заводская, 11

Таблица 122

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 9» до потребителя по ул. Заводская, 11

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал
1	1987 / 2008 год ввода	Уз. ввод ЦТП-1	14,06	0,259	0,259	Подземная бесканальная	2008	94,7	170,9812	5	0,0655	17,5	0,993	0,962	0,3	74,80
2	Уз. ввод ЦТП-1	ЦТП-1	23,15	0,207	0,207	Подвальная	2008	94,65	170,974	5	0,0232	17,5	0,998	0,962	0,35	74,80
3	ЦТП-1	ЦТП-1, Ду200	5,35	0,207	0,207	Подвальная	2008	95	153,1996	5	0,0054	17,5	1,000	0,962	0	67,02
4	ЦТП-1, Ду200	Уз. ЦТП-1	8,53	0,207	0,207	Подвальная	2008	95	153,1992	5	0,0085	17,5	0,999	0,962	0	67,02
5	Уз. ЦТП-1	Уз. ЦТП-1, Ду250	2,61	0,207	0,15	Подземная бесканальная	2009	94,99	39,5403	4	0,0026	17,5	1,000	0,962	0,01	17,30
6	Уз. ЦТП-1, Ду250	2007 / 2009 год ввода	53,67	0,207	0,15	Подземная бесканальная	2009	94,99	39,5402	4	0,0537	17,5	0,996	0,962	0,01	17,30
7	2007 / 2009 год ввода	ТК-11	73,43	0,207	0,15	Подземная канальная	2007	94,83	39,5366	6	0,0734	17,5	0,994	0,961	0,17	17,30
8	ТК-11	ТК-11, Ду80	3,34	0,082	0,082	Подземная бесканальная	2008	94,67	9,2837	5	0,0033	12,5	1,000	0,961	0,33	2,90
9	ТК-11, Ду80	ТК-11-1	42,81	0,082	0,082	Подземная бесканальная	2008	94,65	9,2836	5	0,0428	12,5	0,999	0,961	0,35	2,90
10	ТК-11-1	ТК12	15,98	0,082	0,082	Подземная бесканальная	1985	94,35	8,9733	28	0,0460	12,5	0,999	0,961	0,65	2,80
11	ТК12	ТК-12, Ду50	2,91	0,05	0,05	Подземная бесканальная	1985	94,23	1,5142	28	0,0084	12,5	1,000	0,961	0,77	0,47
12	ТК-12, Ду50	ул. Заводская, 11	38,13	0,05	0,05	Подземная бесканальная	1985	94,13	1,5142	28	0,1098	12,5	0,998	0,961	0,87	0,47

Котельная № 11. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод- Котельная № 11» и заканчивается у потребителя по ул. Водников, 3 (рис. 67).

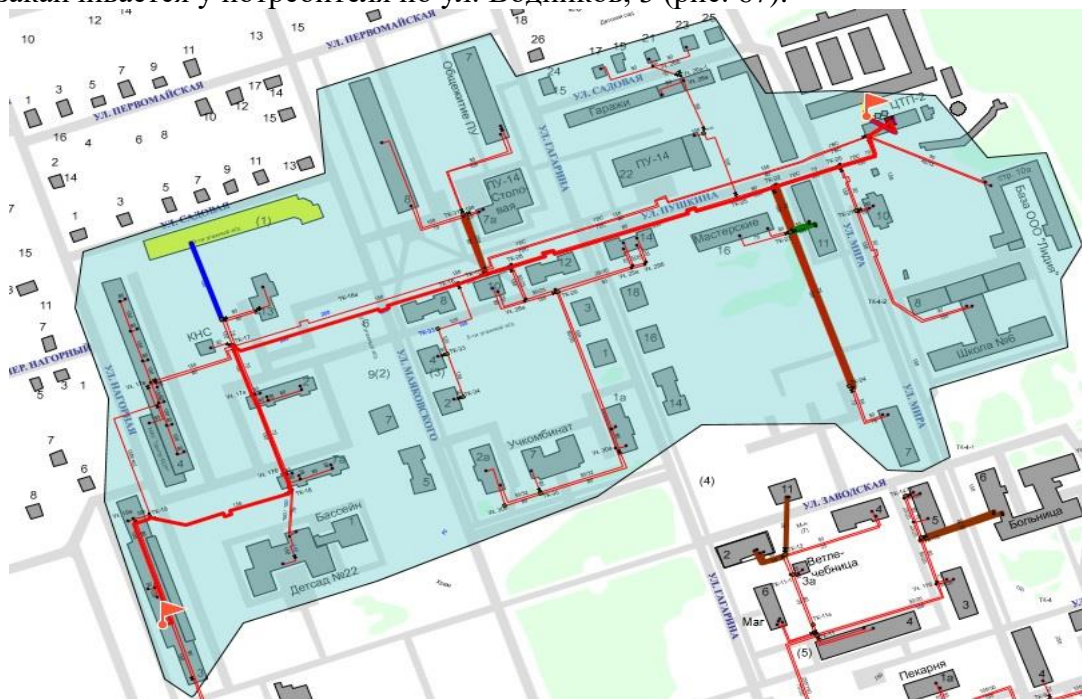


Рисунок 69. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 11» до потребителя по ул. Водников, 3

В табл. 123 приведены данные расчета вероятности безотказной работы ВБР. На рис. 68 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 68.

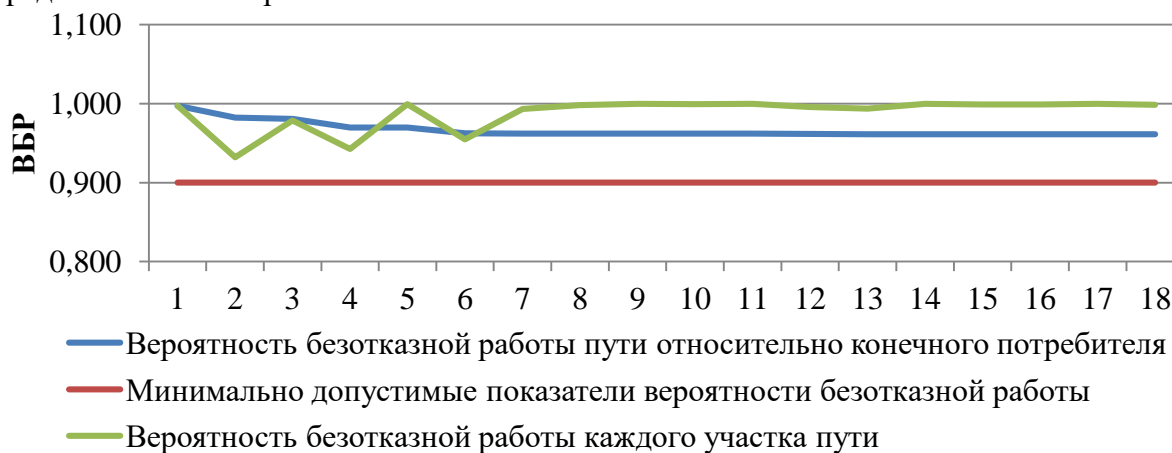


Рисунок 70. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 11» до потребителя по ул. Водников, 3.

Таблица 123

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 11» до потребителя по ул. Водников, 3

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка под. тр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал
Вывод - Котельная № 11	ввод ЦТП-2	13,43	0,259	0,259	Подземная бесканальная	2016	95	247,0318	1	0,0655	17,5	0,998	0,971	0,0	74,8
ввод ЦТП-2	Ду200, ЦТП-2	2,85	0,259	0,259	Надземная	2000	94,9	247,0301	17	0,0232	17,5	0,996	0,971	0,1	74,8
Ду200, ЦТП-2	ЦТП-2	5,1	0,259	0,259	Подвальная	1987	94,8	247,0298	30	0,0054	17,5	0,995	0,972	0,2	67,02
ЦТП-2	Уз. ЦТП-2	17,45	0,309	0,309	Подвальная	2009	94,8	233,0597	8	0,0085	17,5	0,923	0,975	0,2	67,02
Уз. ЦТП-2	ЦТП-2, Ду150	4,56	0,309	0,309	Подвальная	2008	94,7	229,895	9	0,0026	17,5	0,945	0,979	0,3	64,62
ЦТП-2, Ду150	ТК-20	37,32	0,309	0,309	Подземная бесканальная	2008	94,6	229,8941	9	0,0537	17,5	0,962	0,978	0,4	62,22
ТК-20	ТК-22	44,46	0,309	0,309	Подземная бесканальная	2008	94,5	212,7584	9	0,0734	17,5	0,958	0,974	0,5	59,82
ТК-22	ТК-25	24,23	0,309	0,309	Подземная бесканальная	2008	94,4	200,0073	9	0,0033	17,5	0,998	0,974	0,6	57,42
ТК-25	ТК-28	165	0,309	0,309	Подземная	2008	94,4	183,9157	9	0,0428	17,5	0,932	0,976	0,6	55,02

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка под. тр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал
					бесканальная										
ТК-28	ТК-15	16,14	0,309	0,309	Подземная бесканальная	2009	94,3	167,0258	8	0,0026	17,5	0,945	0,97	0,7	52,62
ТК-15	ТК-15, Ду300	3,23	0,309	0,309	Подземная бесканальная	2009	94,2	130,5898	8	0,0537	17,5	0,925	0,971	0,8	50,22
ТК-15, Ду300	ТК-16	15,98	0,309	0,309	Подземная бесканальная	2009	94,1	130,5892	8	0,0734	17,5	0,936	0,969	0,9	47,82
ТК-16	ТК-17	156,92	0,309	0,309	Подземная бесканальная	2009	94,0	127,0651	8	0,0232	17,5	0,948	0,967	1,0	45,42
ТК-17	ТК-17, Ду150	3,01	0,15	0,15	Подземная канальная	1999	94,0	64,5009	18	0,091	17,5	0,925	0,963	1,0	43,02
ТК-17, Ду150	ввод ул. Пушкина, 2	32,57	0,15	0,15	Подземная канальная	1999	93,9	64,5008	18	0,093	17,5	0,915	0,964	1,1	40,62
ввод ул. Пушкина, 2	Уз. 17а	8,86	0,15	0,15	Подвальная	1999	93,8	64,4995	18	0,095	17,5	0,984	0,963	1,2	38,22
Уз. 17а	вывод ул.	1,68	0,15	0,15	Подвальная	1999	93,7	52,2682	18	0,096	17,5	0,962	0,962	1,3	35,82

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка под. тр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал
	Пушкина, 2														
вывод ул. Пушкина, 2	ввод ул. Маяковского, 7а	49,85	0,15	0,15	Подземная канальная	1988	93,6	52,2681	29	0,109	17,5	0,945	0,969	1,4	33,42
ввод ул. Маяковского, 7а	Уз. 176	8,22	0,15	0,15	Подвальная	1988	93,6	52,2662	29	0,112	17,5	0,936	0,967	1,4	31,02
Уз. 176	вывод ул. Маяковского, 7а	2,3	0,15	0,15	Подвальная	1988	93,5	38,595	29	0,104	17,5	0,954	0,964	1,5	28,62
вывод ул. Маяковского, 7а	ТК-18, Ду150	1,71	0,15	0,15	Подземная канальная	1988	93,4	38,5949	29	0,102	17,5	0,934	0,961	1,6	26,22
ТК-18, Ду150	ТК-18	2,36	0,15	0,15	Подземная канальная	1988	93,3	38,5948	29	0,101	17,5	0,967	0,962	1,7	23,82
ТК-18	ТК-18, Ду100	2,93	0,1	0,1	Подземная канальная	1989	93,2	28,8038	28	0,1	12,5	0,955	0,964	1,8	21,42
ТК-18, Ду100	ТК-19, Ду100	92,1	0,1	0,1	Подземная канальная	1989	93,2	28,8038	28	0,103	12,5	0,963	0,967	1,8	19,02
ТК-19, Ду100	ТК-19	3	0,1	0,1	Подземная	1989	93,1	28,8022	28	0,105	12,5	0,974	0,962	1,9	16,62

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка под. тр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал
					канальная										
ТК-19	Ввод ул. Нагорная, 3	3,99	0,15	0,15	Подземная канальная	1982	93,0	28,8021	35	0,114	17,5	0,985	0,964	2,0	14,22
Ввод ул. Нагорная, 3	ул.Нагорная. 3 / отпайка на уз	53,17	0,15	0,15	Подвальная	1982	92,9	28,802	35	0,116	17,5	0,911	0,962	2,1	11,82
ул.Нагорная. 3 / отпайка на уз	ул.Нагорная. 4 / отпайка на уз	29,51	0,15	0,15	Подвальная	1982	92,8	1,4913	35	0,118	17,5	0,932	0,963	2,2	9,42
ул.Нагорная. 4 / отпайка на уз	ул. Нагорная, 3, Минимал-т, Ви	6,39	0,082	0,082	Подвальная	1982	92,8	1,4903	35	0,119	12,5	0,987	0,964	2,2	7,02

Котельная № 2. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 2» и заканчивается потребителем по ул. Октябрьская, 57 (рис. 69).

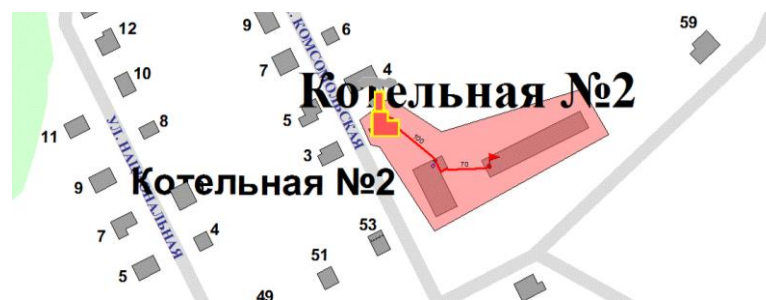


Рисунок 71. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 2» до потребителя по ул. Октябрьская, 57

В табл. 124 приведены данные расчета ВБР.

На рис. 70 представлена иллюстрация расчетов ВБР.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 70.

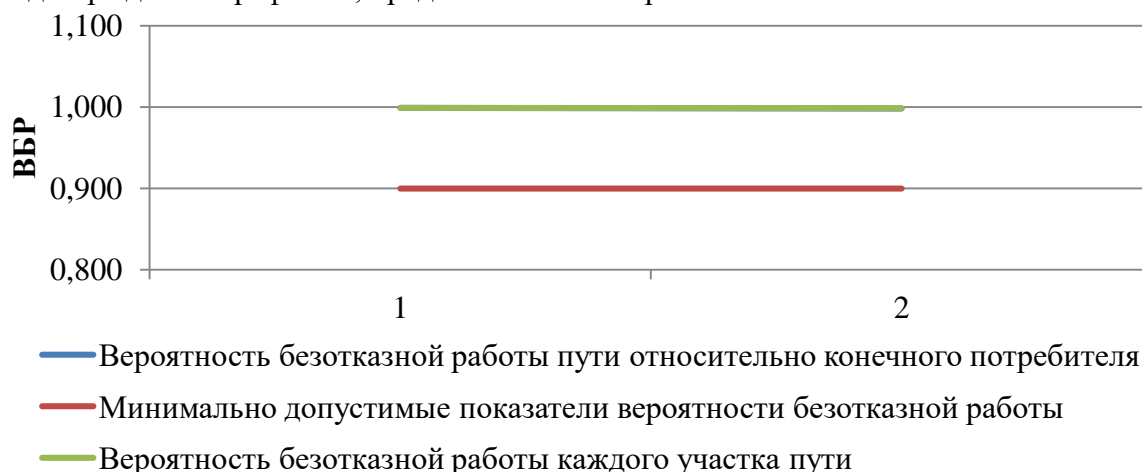


Рисунок 72. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод -Котельная № 2» до потребителя по ул. Октябрьская, 57

Таблица 124

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод Котельная № 2» до потребителя по ул. Октябрьская, 57

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей в эксплуатацию	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в
1	Котельная № 2	Уз. 1	34,62	0,1	0,1	Подземная бесканальная	2005	95	5,0007	8	0,0346	12,5	0,999	0,999	1,56	0
2	Уз. 1	ул. Октябрьская, 57	30,11	0,069	0,069	Подземная бесканальная	1988	94,59	3,0402	25	0,0596	12,5	0,999	0,998	0,95	0,41

Котельная № 28. Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод - Котельная № 28» и заканчивается потребителем «Проходная МЧС» (рис. 71).



Рисунок 73. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 28» до потребителя «Проходной МЧС»

В табл. 125 приведены данные расчета ВБР теплопровода по отношению к тепловым камерам, входящим в «путь» по движению теплоносителя, в соответствии с методикой, изложенной выше в настоящем разделе.

На рис. 72 представлена иллюстрация результатов расчетов ВБР теплопровода относительно тепловых камер, входящих в состав магистрального теплопровода, которые формируют данные о ВБР на входе в ответвление от этой камеры.

Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных к тепловым камерам указанного пути, выше нормативной величины, требуемой СНиП 41-02-2003 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя не должна быть ниже $P_j \geq 0,9$). Данный факт позволяет сделать вывод о надежной (безотказной) работе системы теплоснабжения. Это и подтверждается графиком, представленным на рис. 72.

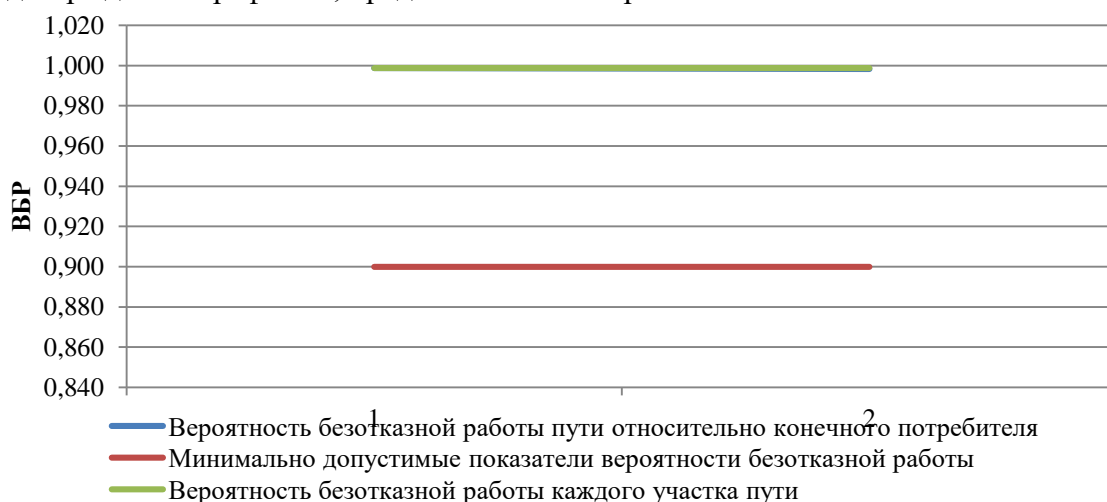


Рисунок 74. ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 28» до потребителя «Проходная МЧС»

Таблица 125

Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 28» до потребителя «Проходная МЧС»

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка подающего трубопровода, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Продолжительность эксплуатации участка без кап. ремонта, лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/год	Среднее время восстановления участка, час	Вероятность безотказной работы каждого участка пути	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя	Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал	Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде, °С	Оценка недоотпуска тепловой энергии от газе участка, Гкал
1	Котельная № 28	Уз. 1	6,93	0,15	0,15	Подвальная	1987	95	25,8922	26	0,0154	17,5	0,999	0,999	3,40	0	11,33
2	Уз. 1	Надз./Подз.	129,16	0,069	0,069	Надземная	1989	94,99	5,655	24	0,2302	12,5	0,994	0,996	6,07	0,01	1,77
3	Надз./Подз.	Подз. / Надз.	11,66	0,05	0,05	Подземная канальная	1987	93,84	5,6539	26	0,0259	12,5	1,000	0,996	0,35	1,16	1,77
4	Подз. / Надз.	Уз. 4	22,37	0,05	0,05	Подвальная	1987	93,76	5,6539	26	0,0497	12,5	0,999	0,996	0,70	1,24	1,77
5	Уз. 4	Надз./Подз.	29,39	0,033	0,033	Надземная	1987	93,66	0,418	26	0,0652	12,5	0,999	0,996	0,04	1,34	0,13
6	Надз./Подз.	Проходная МЧС	29,89	0,033	0,033	Подземная канальная	1987	91,35	0,418	26	0,0664	12,5	0,999	0,995	0,04	3,65	0,13

11.2 Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения

Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения тепловой сети.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети, и соответствует установленным нормативам, представленным в таблице 126. Время выполнения аварийного ремонта приведено без учёта времени обнаружения аварии, вскрытия канала и локализации дефекта.

Таблица 126

Среднее время выполнения аварийного ремонта в зависимости от диаметра трубопровода после локализации аварии

Условный диаметр трубопровода, мм	Среднее время выполнения аварийного ремонта, час
50-70	2
80	3
100	4
150	5
200	6
300	7
400	8

С учётом времени обнаружения аварии, вскрытия канала и локализации дефекта время восстановления теплоснабжения увеличивается примерно в 2,5 раза. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используются данные норм времени на ликвидацию повреждений, разработанные ВНИПИ Энергопромом и АКХ им. К. Д. Памфилова, а также в СНиП 41-02-2003 и представленные в таблице 127.

Таблица 127

Среднее время на восстановление теплоснабжения в зависимости от диаметра трубопровода после локализации аварии

Условный диаметр трубопровода, мм	Среднее время на восстановление теплоснабжения, час
50-70	7
80	9,5
100	10
150	11,3
200	12,5
300	15
400	18

Существенных отклонений от нормативного времени восстановления теплоснабжения за 5-летний период не наблюдалось.

11.3 Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям оценивается в том числе отклонением температуры теплоносителя.

Отклонения температуры теплоносителя фиксируются в подающем трубопроводе в случаях превышения значений отклонений, предусмотренных договорными отношениями между данной регулируемой организацией и потребителем ее товаров и услуг (исполнителем коммунальных услуг для него) (далее – договорные значения отклонений). В отсутствие требуемых величин в имеющихся договорах в качестве договорных значений отклонений температуры воды в подающем трубопроводе принимаются величины, установленные для горячего водоснабжения Постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 307 «О порядке предоставления коммунальных услуг гражданам».

Показатели рассчитываются отдельно для случаев, когда теплоносителем является пар и горячая вода. В случае, когда теплоносителем является горячая вода, проводятся два расчета: для отопительного сезона и межотопительного периода в отдельности.

Показатель уровня надежности, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры воды в подающем трубопроводе в отопительный период (R_v), рассчитывается по формуле:

$$R_v = \frac{\sum_{i=1}^{N_v} Q_{iv} R_{vi}}{\sum_{i=1}^{N_v} Q_{iv}},$$

где:

R_{vi} – среднее за отопительный сезон расчетного периода регулирования зафиксированное по i -ому договору с потребителем товаров и услуг значение превышения среднечасовой величины отнесенного на данную регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры воды в подающем трубопроводе над договорным значением отклонения (для отклонений как вверх, так и вниз)

N_v – число договоров с потребителями товаров и услуг данной регулируемой организации, для которых теплоносителем является вода;

Q_{iv} – присоединенная тепловая нагрузка по i -ому такому договору в части, где теплоносителем является вода, Гкал/час.

Также используются дополнительные показатели R_{vm} и R_p , определяемые отклонениями температуры воды в подающем трубопроводе в межотопительный период и отклонениями температуры пара в подающем трубопроводе за расчетный период регулирования, соответственно. Для их расчета рассматриваются лишь соответствующие нарушения, потребители товаров и услуг и их присоединенная тепловая нагрузка (в части воды или же пара).

Результаты расчет приведены в таблицах 92-115 в графе «Отклонение температуры воды в подающем трубопроводе в отопительном периоде».

11.4 Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

По результатам оценки надежности теплоснабжения выделены следующие предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения муниципального образования г. Тобольска предусмотреть:

1. Реконструкция (перекладка) тепловых сетей от ГК № 1 для повышения надежности теплоснабжения;
2. Реконструкция трубопроводов от Тобольской ТЭЦ до Городской котельной с увеличением диаметра для увеличения пропускной способности, диаметром от 800 до 900 мм;
3. Строительство тепловых сетей в Нагорной части (в зоне действия Городской котельной № 1);

4. Организация резервирования тепловых сетей по расчетному пути от Тобольской ТЭЦ до ГК-1 пути от Тобольской ТЭЦ до ГК-1, а также повышение надежности работы всей системы теплоснабжения от ТЭЦ, можно обеспечить за счет строительства реверсивного третьего трубопровода до ГК-1.

11.5 Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Показатель уровня надежности, определяемый суммарным приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительный период (P_o), рассчитывается по формуле:

$$P_o = \sum_{j=1}^{Mno} Q_j / L$$

где:

Q_j – объем недоотпущенной / недопоставленной тепловой энергии при j -м нарушении в подаче тепловой энергии за отопительный сезон расчетного периода регулирования (в Гкал).

Начиная с 2013 г. вычисляется дополнительный показатель P_{om} , определяемый объемом неотпуска тепловой энергии в межотопительный период. Для его расчета рассматриваются лишь соответствующие нарушения в расчетном периоде регулирования.

Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям вычисляется в соответствии с формулой:

$$\Delta Q_n = \bar{Q}_{np} \times T_{on} \times q_{mn}, \text{ Гкал,}$$

где:

- \bar{Q}_{np} – среднегодовая тепловая мощность теплопотребляющих установок потребителя (либо, по-другому, тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч;
- T_{on} – продолжительность отопительного периода, час;
- q_{mn} – вероятность отказа теплопровода.

Результаты расчет приведены в таблицах 92-115 в графе «Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям, Гкал».

11.6 Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них

За период с момента утверждения ранее актуализированной Схемы теплоснабжения изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, не зафиксировано.

Книга 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию

12.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Необходимый объем финансирования на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей определен на основании и с учетом следующих документов:

- методические рекомендации по применению государственных сметных нормативов – укрупненных нормативов цены строительства различных видов объектов капитального строительства непромышленного назначения и инженерной инфраструктуры. МДС 81-02-12-2011, утвержденные Приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 04.10.2011 № 481;

- Укрупненные нормативы цены строительства. НЦС 81-02-13-2020. Сборник № 13. Наружные тепловые сети, утвержденные Приказом Минстроя России от 30.12.2019 № 916/пр;

- Укрупненные нормативы цены строительства. НЦС 81-02-19-2020. Сборник № 19. Здания и сооружения городской инфраструктуры, утвержденные Приказом Минстроя России от 30.12.2019 № 905/пр (применяются для котельных, тепловых пунктов);

- прейскуранты производителей котельного и теплосетевого оборудования и др.

С целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающих предприятий и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет применяются индексы-дефляторы, установленных Минэкономразвития России.

Для формирования показателей долгосрочных индексов-дефляторов использованы:

- основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2020 г. и на плановый период 2021 и 2022 гг. (опубликованы Минэкономразвития России 22.04.2019);

- прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 г. (опубликован Минэкономразвития России 28.11.2018).

Основой для сценарных условий стал прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (далее – Прогноз до 2024 года), разработанный в рамках исполнения Указа Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года». Уточнения параметров в сценарных условиях связаны с учетом экономических итогов 2021 года, последних оперативных статистических данных и тенденций на финансовых и товарных рынках.

Совокупная потребность в инвестициях, необходимых для реализации мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей, представлена в таблице 128, Приложении 1.

Объемы инвестиций носят прогнозный характер и подлежат ежегодному уточнению при формировании проекта бюджета на соответствующий год, исходя из возможностей местного и областного бюджетов и степени реализации мероприятий.

Объемы инвестиций подлежат корректировке при ежегодной актуализации Схемы теплоснабжения.

**Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей
города Тобольска на 2023 – 2032 гг.**

№ п/п	Наименование мероприятия	Источник финансирования	2022 г.	Необходимые капитальные затраты по годам реализации (без НДС), тыс. руб. (в ценах соответствующих лет)		Всего (2022-2032 гг.) без НДС, тыс. руб.	Всего (2022-2032 гг.) с НДС, тыс. руб.
				1 этап (2023 г.- 2027 г.)	2 этап (2028 г.- 2032 г.)		
1	Организационные и общие мероприятия	всего	4 967	52 423	68 940	126 329	151 595
		бюджетные средства	1 200	12 601	19 870	33 671	40 405
		внебюджетные средства	3 767	39 822	49 070	92 658	111 190
2	Проекты по новому строительству, реконструкции, модернизации и техническому перевооружению источников тепловой энергии	всего	47 078	1 205 136	153 828	1 406 042	1 687 250
		бюджетные средства	0	138 220	153 828	292 047	350 456
		внебюджетные средства	47 078	158 916	0	205 995	247 194
		неопределенный источник	0	908 000	0	908 000	1 089 600
3	Проекты по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению сетей теплоснабжения и сооружений на них	всего	189 124	1 549 566	2 083 598	3 822 288	4 586 746
		бюджетные средства	0	806 881	1 388 598	2 195 479	2 634 574
		внебюджетные средства	100 740	619 006	695 000	1 414 746	1 697 695
		прочие источники финансирования (Займ Фонда*)	88 384	123 677	0	212 061	254 473
4	Мероприятия, реализуемые по мастер-плану в части обеспечения надежности теплоснабжения потребителей Нагорной части	всего	0	43 530	4 508 230	4 551 760	5 462 112
		бюджетные средства	0	43 530	4 508 230	4 551 760	5 462 112
		внебюджетные средства	0	0	0	0	0
5	Мероприятия, направленные на переход с открытой на закрытую систему теплоснабжения	всего	224 572	943 497	1 504 659	2 672 728	3 207 275
		бюджетные средства	0	484 919	935 916	1 420 835	1 705 003
		внебюджетные средства	0	0	0	0	0
		капитальный фонд	224 572	458 578	568 743	1 251 893	1 502 272
ИТОГО объем финансирования по строительству, реконструкции, техническому перевооружению объектов системы теплоснабжения в зависимости от вариантов по мастер-плану и по переходу на закрытую систему теплоснабжения							
1.1.	Итого с учетом первого варианта по мастер-плану	всего	465 742	3 294 722	5 880 598	9 641 062	11 569 274
		бюджетные средства	1 200	986 721	4 567 783	5 555 704	6 666 845
		внебюджетные средства	151 585	817 745	744 072	1 713 402	2 056 082
		неопределенный источник	0	908 000	0	908 000	1 089 600
		прочие источники финансирования (Займ Фонда*)	88 384	123 677	0	212 061	254 474
		капитальный фонд	224 572	458 579	568 743	1 251 894	1 502 273
1.2.		всего	241 169	3 321 061	6 247 769	9 809 999	11 771 999
		бюджетные средства	1 200	1 471 640	5 503 699	6 976 538	8 371 845
		внебюджетные средства	151 585	817 744	744 070	1 713 400	2 056 080
		неопределенный источник	0	908 000	0	908 000	1 089 600
2.1.	Итого с учетом второго варианта по мастер-плану (предлагаемый как основной)	всего	465 742	3 280 212	4 377 853	8 123 807	9 748 568
		бюджетные средства	1 200	972 210	3 065 037	4 038 447	4 846 136
		внебюджетные средства	151 585	817 746	744 073	1 713 404	2 056 085
		неопределенный источник	0	908 000	0	908 000	1 089 600
		прочие источники финансирования (Займ Фонда*)	88 384	123 677	0	212 061	254 474
		капитальный фонд	224 572	458 579	568 743	1 251 894	1 502 273
2.2.		всего	241 169	3 306 550	4 745 026	8 292 746	9 951 295
		бюджетные средства	1 200	1 457 130	4 000 956	5 459 286	6 551 142
		внебюджетные средства	151 585	817 744	744 070	1 713 399	2 056 078
		неопределенный источник	0	908 000	0	908 000	1 089 600
		прочие источники финансирования (Займ Фонда*)	88 384	123 677	0	212 061	254 473

Примечания:

1. (Займ Фонда*) - финансирование государственной корпорацией – Фондом содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства

2. Неопределенный источник финансирования – в 2024-2025 гг. финансирование по мероприятию п. 2.3.2 – Строительство насосной станции. Реализация СМР планируется в рамках концессионного соглашения. Источник финансирования будет определен на этапе его заключения

3. Источник финансирования – капитальный фонд – стоимость капитального ремонта за счет средств собственников помещений в МКД за счёт сформированного фонда капитального ремонта

12.2 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Источниками инвестиций могут быть:

- собственные средства предприятий:
 - прибыль;
 - амортизационные отчисления;
 - снижение затрат за счет реализации проектов;
 - плата за подключение (присоединение);
- бюджетные средства:
 - федеральный бюджет;
 - областной бюджет;
 - местный бюджет;
- кредиты;
- средства частных инвесторов (в т.ч. по договору концессии).

Мероприятия по строительству (реконструкции) объектов систем коммунальной инфраструктуры с целью подключения (технологического присоединения) новых потребителей финансируются за счет платы за подключение (технологическое присоединение) к системам коммунальной инфраструктуры.

Плата за подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения, может включать в себя затраты на создание тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения (технологического присоединения) объекта капитального строительства потребителя, затраты на создание источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей или развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей.

Предложения по источникам инвестиций представлены в таблице 88, Приложении 1.

Мероприятия по замене ветхих сетей подлежат реализации за счет принятых в тарифе расходов на капитальные ремонты и в счет амортизации. При этом на момент актуализации Схемы в составе установленных тарифов отсутствуют необходимые средства, позволяющие выполнить данные работы.

Окончательная стоимость мероприятий определяется согласно сводному сметному расчету и технико-экономическому обоснованию.

Объемы инвестиций носят прогнозный характер и подлежат ежегодному уточнению при формировании проекта бюджета на соответствующий год, исходя из возможностей местного и областного бюджетов и степени реализации мероприятий.

Объемы инвестиций подлежат корректировке при ежегодной актуализации Схемы теплоснабжения.

Финансовое обеспечение мероприятий может осуществляться за счет средств бюджетов всех уровней на основании законов Тюменской области, муниципального образования г. Тобольск, утверждающих бюджет.

Предоставление субсидий из областного бюджета осуществляется в соответствии с Законом Тюменской области от 06.12.2005 № 416 «О межбюджетных отношениях в Тюменской области» (ред. от 25.02.2015).

Источники финансирования мероприятий определяются при утверждении в установленном порядке инвестиционных программ организаций, оказывающих услуги в сфере теплоснабжения. В качестве источников финансирования инвестиционных программ теплоснабжающих и теплосетевых организаций могут использоваться собственные средства (прибыль, амортизационные отчисления, экономия затрат от реализации мероприятий) и привлеченные средства (кредиты).

Финансовые потребности на реализацию мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей обеспечиваются за

счет средств бюджетов всех уровней, предусмотренных федеральными, областными и муниципальными целевыми программами в установленном порядке в соответствии с действующим законодательством.

12.3 Расчеты экономической эффективности инвестиций

Эффективность инвестиций обеспечивается достижением следующих результатов работы системы теплоснабжения:

- обеспечение возможности подключения новых потребителей;
- обеспечение развития инфраструктуры, в т.ч. социально-значимых объектов;
- повышение качества и надежности теплоснабжения (снижение аварийности; снижение затрат на устранение аварий в системах теплоснабжения);
- повышение энергетической эффективности объектов централизованного теплоснабжения.

12.4 Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения

Оценка ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации системы теплоснабжения АО «СУЭНКО» города Тобольска проведена на основании и с учетом следующих условий (табл. 129):

- на 2022 г. – утвержденного откорректированного тарифа;
- на 2023 – 2032 гг. – методом оценки влияния индикаторов технико-экономического состояния системы теплоснабжения на соответствующие статьи расходов по оказанию услуг по теплоснабжению с учетом полной реализации запланированных мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению системы теплоснабжения, а также с учетом ожидаемого уровня инфляции по статьям затрат.

Ожидаемый уровень инфляции по статьям затрат принят в соответствии с Прогнозом долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 г. (размещен на официальном сайте Министерства экономического развития Российской Федерации).

Расчет ценовых (тарифных) последствий носит оценочный характер и может изменяться в зависимости от условий социально-экономического развития города Тобольска и Тюменской области.

Таблица 129

Расчет ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения АО «СУЭНКО» города Тобольска на период до 2032 г.

Показатели	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2032 г.
		утв.	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз
Производство и передача тепловой энергии								
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	108,59	108,59	108,59	108,59	108,59	108,59	108,59
Располагаемая мощность оборудования	Гкал/ч	108,59	108,59	108,59	108,59	108,59	108,59	108,59
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	-						
Хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-
Расчетная присоединенная тепловая нагрузка, в том числе:	Гкал/ч	53,58	54,96	54,96	54,96	54,96	54,96	54,96
Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	55,01	53,63	53,63	53,63	53,63	53,63	53,63
Доля резерва (от установленной мощности)	%	50,66	49,39	49,39	49,39	49,39	49,39	49,39
Выработано тепловой энергии	тыс. Гкал	169,79	176,29	170,18	170,18	170,18	170,18	170,18
Собственные нужды котельной	тыс. Гкал		5,91	-	-	-	-	-
Отпущено с коллекторов	тыс. Гкал	169,79	170,37	170,18	170,18	170,18	170,18	170,18
Потери при передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал	201,26	200,58	200,06	200,06	200,06	200,06	200,06
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	782,80	802,85	802,85	802,85	802,85	802,85	802,85
Затрачено топлива на выработку тепловой энергии	тыс. т у.т.	24 185,80	27 976,84	27 976,84	27 976,84	27 976,84	27 976,84	27 976,84

Показатели	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)
			2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2032 г.
		утв.	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз
Затраты на выработку и передачу тепловой энергии								
Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	376 563,10	388 073,22	471 871,85	485 839,26	500 220,10	515 026,61	595 898,57
Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	218 800,51	215 567,20	239 981,60	240 146,30	240 179,91	240 289,48	242 677,53
Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	772 090,93	827 467,43	854 457,21	885 363,99	917 438,34	950 725,51	1 137 066,57
Расходы на топливо	тыс. руб.	117 798,39	123 519,50	127 698,90	132 806,86	138 119,13	143 643,90	174 764,77
Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	162 161,53	169 601,11	172 184,83	175 800,71	179 492,52	183 261,87	203 329,70
Расходы на тепловую энергию	тыс. руб.	448 293,77	487 360,23	506 843,78	527 117,53	548 202,23	570 130,32	693 650,71
Расходы на холодную воду	тыс. руб.	2 743,35	4 247,70	3 281,25	3 412,50	3 549,00	3 690,96	4 490,62
Расходы на теплоноситель	тыс. руб.	41 093,89	42 738,90	44 448,45	46 226,39	48 075,45	49 998,46	60 830,78
Нормативная прибыль	тыс. руб.	110 143,13	120 096,51	89 134,76	91 234,82	93 217,83	95 275,35	106 864,71
Корректировки		70 169,53	51 917,07	-	-	-	-	-
Валовая выручка	тыс. руб.	1 547 767,20	1 603 121,43	1 655 445,41	1 702 584,37	1 751 056,18	1 801 316,95	2 082 507,37
Полезный отпуск тепловой энергии за год, всего	тыс. Гкал	782,80	802,85	802,85	802,85	802,85	802,85	802,85
Тариф на производство тепловой энергии (среднегодовой)	руб./Гкал	1 977,22	1 996,79	2 061,97	2 120,68	2 181,06	2 243,66	2 593,90

Книга 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования

Индикаторы развития систем теплоснабжения города Тобольска разрабатываются в соответствии п. 79 постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» и содержат результаты оценки существующих и перспективных значений следующих индикаторов развития систем теплоснабжения.

В соответствии с п. 179 приказа Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения» к индикаторам, характеризующим развитие существующей системы теплоснабжения, относятся:

- индикаторы, характеризующие динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в зоне действия системы теплоснабжения, с учетом перспективного изменения этой зоны за счет ее расширения (сокращения);

- индикаторы, характеризующие функционирование источников тепловой энергии в изолированной системе теплоснабжения;

- индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, теплоносителя от источника тепловой энергии к потребителям, присоединенным к тепловым сетям изолированной системы теплоснабжения;

- индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития изолированных систем теплоснабжения.

Индикаторы развития системы теплоснабжения города Тобольска на расчетный период отражены в таблицах 130-131.

Таблица 130

**Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии города Тобольска
на период до 2032 г.**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)
				2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2032 г.
			утв. кор.	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз
1	Установленная тепловая мощность источников	Гкал/ч	108,59	108,589	108,589	108,589	108,589	103,428	101,127
2	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	53,58	54,96	55,465	55,465	55,465	54,26	51,79
3	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	43,30	42,9	43	43	43	41,6	43,4
4	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	169,79	176,288	175,52	175,54	175,54	171,85	164,8
5	Удельный расход условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг/Гкал	164,40	164,4	158,4	158,4	158,3	158,3	164,7
6	Коэффициент полезного использования теплоты топлива	%	88,20	89,1	89,2	88,6	88,7	81,6	79,9
7	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	5544,00	5 544	5 544	5 544	5 544	5 544	5 544
8	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел.	0,0000012	0,0000012	0,0000012	0,0000012	0,0000012	0,0000011	0,0000012
9	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0,00	0	0	0	0	0	0
10	Относительный средневзвешенный остаточный парковый ресурс котлоагрегатов котельной	час	-	-	-	-	-	-	-
11	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10 Гкал/	%	0,00	0	0	0	0	0	0

Таблица 131

**Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей города Тобольска
на период до 2032 г.**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)
				2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2032 г.
			утв. кор.	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз
1	Протяженность тепловых сетей, в том числе:	м	185 775	185 850	185 330	185 867	186 523	187 059	199 370
1.1.	магистральных	м	9 445,00	9 445,00	9 445,00	9 445,00	9 445,00	9 445,00	13 945,00
1.2.	распределительных	м	176 330	176 405	175 885	176 422	177 078	177 614	185 425
2	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс. м ²	90,7	91,1	91,4	91,7	92	92,2	98,3
3	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м ² /чел	-	-	-	-	-	-	-
4	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	439,86	443,611	448,036	448,327	450,973	453,619	466,849
5	Относительная материальная характеристика	м ² /Гкал/ч	206	205	204	204	204	203	211
6	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	тыс. Гкал	201,264	200,582	198,315	194,799	192,15	189,472	176,593
7	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	0	0	0	0	0	0	0
8	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./м/год	0	0	0	0	0	0	0
8.1.	магистральных	ед./м/год	0	0	0	0	0	0	0
8.2.	распределительных	ед./м/год	0	0	0	0	0	0	0
9	Тепловая нагрузка потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2022 г.	1 этап (2023 - 2027 гг.)					2 этап (2028 - 2032 гг.)
				2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2032 г.
			утв. кор.	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз
	теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)								
10	Доля потребителей, присоединенных по открытой схеме	%	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	7,297	7,346	7,346	7,346	7,346	7,346	7,442
12	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	3,365	3,309	3,312	3,314	3,317	3,319	3,353
13	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	7,297	7,346	7,346	7,346	7,346	7,346	7,442

Книга 14 Ценовые (тарифные) последствия

14.1 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Результаты расчетов тарифно-балансовой модели теплоснабжения потребителей представлены в п. 12.4 «Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения» Книги 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» Обосновывающих материалов Схемы теплоснабжения (табл. 128).

14.2 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации

Тарифно-балансовая модель теплоснабжения потребителей в зоне действия АО «СУЭНКО» представлена в п. 12.4 «Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения» Книги 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение» Обосновывающих материалов Схемы теплоснабжения (табл. 128).

14.3 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей

На прогнозные условия функционирования теплоснабжающей организации и величину необходимой валовой выручки и полезного отпуска тепловой энергии оказывает существенное влияние техническое перевооружение котельных за счет увеличения эффективности использования топлива.

Дополнительно выполнен расчет прогнозной величины тарифа на теплоснабжение за счет его индексации в случае, если мероприятия Схемы не будут реализованы и технико-экономические условия функционирования предприятия не изменятся (табл. 129). Прогнозная величина тарифа по данному варианту ежегодно увеличивается, рост не превышает предельный индекс роста совокупного платежа граждан за коммунальные услуги (не более 104 % в год).

Книга 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций

15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах муниципального образования

При обосновании предложения по определению единой теплоснабжающей организации (далее – ЕТО) использованы следующие термины и определения:

- «система теплоснабжения» – совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями;
- «изолированная система теплоснабжения» – система теплоснабжения, не имеющая технологических связей с другими системами теплоснабжения;
- «емкость тепловых сетей» – произведение протяженности всех тепловых сетей, принадлежащих организации на праве собственности или ином законном основании, на средневзвешенную площадь поперечного сечения данных тепловых сетей;
- «зона деятельности единой теплоснабжающей организации» – одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, городского округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии;
- «рабочая мощность источника тепловой энергии» – средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы.

Предложение по определению единой теплоснабжающей организации принимается на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в «Правилах организации теплоснабжения в Российской Федерации» («Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации») (далее – Правила), утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (далее – ПП РФ № 808).

Обязанности ЕТО установлены ПП РФ № 808. В соответствии п. 12 данного постановления ЕТО обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Границы зон деятельности ЕТО

В соответствии с п. 4 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации в проекте Схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения.

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

- определить ЕТО на несколько систем теплоснабжения;
- определить ЕТО (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в

границах поселения, городского округа.

По данным базового периода на территории г. Тобольска функционирует один источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, 25 котельных.

В систему теплоснабжения помимо источника тепловой энергии входят тепловые сети и сооружения на них, тепловые вводы потребителей, объекты теплопотребления.

Зоны теплоснабжения, образованные на базе источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии Тобольской ТЭЦ и Городской котельной № 1, являются технологически связанными и образуют систему централизованного теплоснабжения Нагорной части г. Тобольска.

Муниципальные котельные, функционирующие на территории г. Тобольска, образуют изолированные системы теплоснабжения, технологически не связанные между собой. Границы систем теплоснабжения муниципальных и ведомственных котельных соответствуют границам зон действия источников тепловой энергии.

Перечень и описание систем теплоснабжения приведены в Книге 1. «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

В проект включены 2 варианта границ зон ЕТО:

– вариант 1 – на несколько систем теплоснабжения одна ЕТО (код 1.001), обеспечивающая теплом всю территорию централизованного теплоснабжения города Тобольска, включая потребителей жилой и общественной застройки и промышленных зон (за исключением производственных котельных отдельных предприятий) (табл. 132);

– вариант 2 – определение ЕТО (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах города Тобольска, а именно – одна ЕТО в Нагорной части города Тобольска и в производственной зоне (код 2.001) и отдельные ЕТО в обособленных районах города Тобольска от каждой котельной (коды 2.002-2.028) (табл. 132).

В варианте 1 принято объединение систем централизованного теплоснабжения по всей территории г. Тобольска, так как систему теплоснабжения (комплекс теплосетевого хозяйства) обслуживает одна организация, основным источником тепловой энергии является также одна организация, в системе теплоснабжения города имеются единые диспетчерские связи, для потребителей установлены единые тарифы.

Для варианта 2, учитывая технологическую связанность рассматриваемых зон теплоснабжения, согласно ПП РФ № 808, для системы централизованного теплоснабжения Нагорной части г. Тобольска и промышленной зоны предусматривается установление одной зоны деятельности ЕТО, границы которой определяются внешними границами зон теплоснабжения Тобольской ТЭЦ.

В обоих вариантах в границы ЕТО не включены зоны действия ведомственных котельных, находящихся в собственности организаций и предприятий г. Тобольска, которые осуществляют теплоснабжение своих производственных и административных объектов.

В соответствии с п. 7 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

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

– размер собственного капитала;

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

Реестр зон деятельности (границ) ЕТО на территории города Тобольска

Код ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО	Наименование источника, на базе которого образована система теплоснабжения (границы зоны)	Эксплуатирующая организация		Предлагаемая ЕТО
			Источник	Тепловые сети	
Вариант 1					
1.001	ООО «СИБУР Тобольск», АО «СУЭНКО»	Система централизованного теплоснабжения Нагорной части г. Тобольска и промышленной зоны, образованная на базе Тобольской ТЭЦ и Городской котельной № 1 (НС)	ООО «СИБУР Тобольск»	АО «СУЭНКО» ООО «СИБУР Тобольск»,	АО «СУЭНКО»
	Котельная № 2	Система централизованного теплоснабжения п. Сумкино г. Тобольска, образованная на базе котельной № 2	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 3	Система централизованного теплоснабжения мкр. Иртышский г. Тобольска, образованная на базе котельной № 3	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 4	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 4	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 5	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 5	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 6	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 6	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 8	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 8	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 9	Система централизованного теплоснабжения п. Сумкино г. Тобольска, образованная на базе котельной № 9	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 10	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 10	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 11	Система централизованного теплоснабжения п. Сумкино г. Тобольска, образованная на базе котельной № 11	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 12	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 12	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 13	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 13	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 14	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 14	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 15	Система централизованного теплоснабжения ТО Левобережье г. Тобольска, образованная на базе котельных № 15	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	

Код ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО	Наименование источника, на базе которого образована система теплоснабжения (границы зоны)	Эксплуатирующая организация		Предлагаемая ЕТО
			Источник	Тепловые сети	
	Котельная № 16	Система централизованного теплоснабжения района Юго-Восточный г. Тобольска, образованная на базе котельной № 16	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 17	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 17	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 18	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 18	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 19	Система централизованного теплоснабжения ТО Левобережье г. Тобольска, образованная на базе котельных № 19	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 20	Система централизованного теплоснабжения мкр. Иртышский г. Тобольска, образованная на базе котельной № 20	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 22	Система централизованного теплоснабжения мкр. Менделеево г. Тобольска, образованная на базе котельной № 22	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 24	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 24	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 25	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 25	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 27	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 27	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 28	Система централизованного теплоснабжения района Пионерной базы г. Тобольска, образованная на базе котельных № 28	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 29	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 29	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
	Котельная № 31	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 31	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	
Вариант 2					
2.001	ООО «СИБУР Тобольск», АО «СУЭНКО», ООО «Тобольск-Нефтехим»	Система централизованного теплоснабжения Нагорной части г. Тобольска и промышленной зоны, образованная на базе Тобольской ТЭЦ и Городской котельной № 1 (НС)	ООО «СИБУР Тобольск»	АО «СУЭНКО» ООО «Тобольск-Нефтехим»	ООО «СИБУР Тобольск»
2.002	Котельная № 2	Система централизованного теплоснабжения п. Сумкино г. Тобольска, образованная на базе котельной № 2	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»

Код ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО	Наименование источника, на базе которого образована система теплоснабжения (границы зоны)	Эксплуатирующая организация		Предлагаемая ЕТО
			Источник	Тепловые сети	
2.003	Котельная № 3	Система централизованного теплоснабжения мкр. Иртышский, г. Тобольска, образованная на базе котельной № 3	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.004	Котельная № 4	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 4	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.005	Котельная № 5	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 5	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.006	Котельная № 6	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 6	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.007	Котельная № 8	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 8	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.008	Котельная № 9	Система централизованного теплоснабжения п. Сумкино г. Тобольска, образованная на базе котельной № 9	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.009	Котельная № 10	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 10	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.010	Котельная № 11	Система централизованного теплоснабжения п. Сумкино г. Тобольска, образованная на базе котельной № 11	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.011	Котельная № 12	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 12	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.012	Котельная № 13	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 13	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.013	Котельная № 14	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 14	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.014	Котельная № 15	Система централизованного теплоснабжения ТО Левобережье г. Тобольска, образованная на базе котельных № 15	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.015	Котельная № 16	Система централизованного теплоснабжения района Юго-Восточный г. Тобольска, образованная на базе котельной № 16	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.016	Котельная № 17	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 17	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.017	Котельная № 18	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 18	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.018	Котельная № 19	Система централизованного теплоснабжения ТО Левобережье г. Тобольска, образованная на базе котельных № 19	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»

Код ЕТО	Теплоснабжающие и/или теплосетевые организации, осуществляющие деятельность в зоне действия ЕТО	Наименование источника, на базе которого образована система теплоснабжения (границы зоны)	Эксплуатирующая организация		Предлагаемая ЕТО
			Источник	Тепловые сети	
2.019	Котельная № 20	Система централизованного теплоснабжения мкр. Иртышский, г. Тобольска, образованная на базе котельной № 20	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.020	Котельная № 22	Система централизованного теплоснабжения мкр. Менделеево, г. Тобольска, образованная на базе котельной № 22	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.021	Котельная № 24	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 24	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.022	Котельная № 25	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 25	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.023	Котельная № 27	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 27	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.024	Котельная № 28	Система централизованного теплоснабжения района Пионерной базы г. Тобольска, образованная на базе котельных № 28	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.025	Котельная № 29	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 29	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»
2.026	Котельная № 31	Система централизованного теплоснабжения Подгорной части г. Тобольска, образованная на базе котельной № 31	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»	АО «СУЭНКО»

15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации представлен в таблице 132.

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

Решение об определении единой теплоснабжающей организации принимается на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в Правилах организации теплоснабжения в РФ (Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации), утв. Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

В соответствии с п. 7 Правил критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

В соответствии с п. 4 Правил в проекте Схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения. В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

15.4 Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный

орган в течение одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения, а также с даты опубликования (размещения) сообщения, указанного в п. 17 Правил, заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение трех рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения, городского округа, на сайте соответствующего субъекта.

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

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

В соответствии с постановлением Правительства РФ № 154 от 22.02.2012, постановлением Правительства РФ № 808 от 08.08.2012 распоряжением Главы Администрации города Тобольска № 740 от 13.04.2016 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Тобольска на 2014–2028 годы» и распоряжением Главы Администрации г. Тобольска № 760 от 15.04.2016 «О внесении изменений в распоряжение от 13.04.2016 № 740» статус единой теплоснабжающей организации в зоне 1.001 присвоен АО «СУЭНКО».

15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

Границей зон деятельности единых теплоснабжающих организаций, действующих на территории города Тобольска, являются зоны действия источников теплоснабжения, расположенных на территории городского округа. Зоны действия источников тепловой энергии представлены в Книге 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

Описание изменений в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций, произошедших за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, и актуализированные сведения в реестре систем теплоснабжения и реестре единых теплоснабжающих организаций (в случае необходимости) с описанием оснований для внесения изменений

За период с момента утверждения ранее актуализированной схемы теплоснабжения на котельных и ТЭЦ не производились изменения в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций.

Книга 16 Реестр мероприятий схемы теплоснабжения

16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии представлен в Приложении 1.

16.2 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них

Перечень мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них представлен в Приложении 1.

16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих перевод открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения, представлен в Приложении 1.

Книга 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения

17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения

Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при актуализации Схемы теплоснабжения, представлен в таблице 133.

17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения

Ответы разработчика проекта Схемы теплоснабжения на замечания и предложения представлены в таблице 133.

17.3 Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения, представлен в таблице 133.

Таблица 133

Протокол разногласий и предложений по актуализации Схемы теплоснабжения муниципального образования городской округ город Тобольск на период до 2032 года

№№	Предложение / замечание от АО «СУЭНКО»	Ответ Разработчика
Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения муниципального образования городской округ город Тобольск на период до 2032 года		
1.	Стр. 46 п. 1 – указать резервное топливо котельной №15 – дизельное	Замечание принято Изменения внесены в Схему
2.	Стр. 48 п. 13 – указать резервное топливо котельной №15 – дизельное	Замечание принято Изменения внесены в Схему
3.	Стр. 58 табл. 27 – указать количество повреждений на источниках за 2021г – 30 шт., из них 27 шт. привели к отключению/ограничению потребителей	Замечание принято Изменения внесены в Схему
4.	Стр. 59 п. 1.3.1 – указать общую протяженность тепловых сетей и сетей ГВС ТФ АО «СУЭНКО» (в двухтрубном исчислении) по состоянию на 01.01.2022г – 185,775 км, протяженность магистральных сетей – 9,445 км	Замечание принято Изменения внесены в Схему
5.	Стр. 78 п. 1.3.9, табл. 35 – указать количество повреждений на тепловых сетях за 2021г – 198 шт., количество повреждений, которые привели к отключению (ограничению) потребителей за 2021г – 191 шт.	Замечание принято Изменения внесены в Схему
6.	Стр. 84 табл. 39 – указать актуальную протяженность бесхозных тепловых сетей по состоянию на 01.01.2022г – 12 961,92 м	Замечание принято Изменения внесены в Схему
7.	Стр. 151 табл. 64 п. 13 – указать вид резервного топлива котельной №15 – дизельное	Замечание принято Изменения внесены в Схему
8.	Стр. 150 табл. 65 п. 1.13 – указать вид резервного топлива котельной №15 – дизельное	Замечание принято Изменения внесены в Схему
9.	Страница 160, таблица 69 «Технико-экономические показатели АО «СУЭНКО» и ООО «ЗапСибНефтехим» в зоне деятельности города Тобольска»	Замечание принято Изменения внесены в Схему
10.	Страница 164, таблица 72 «Структура тарифов на производство и передачу тепловой энергии АО «СУЭНКО», установленных для потребителей города Тобольска». Файл прилагается	Замечание принято Изменения внесены в Схему
11.	Страница 171, таблица 74 «Сведения об объеме потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения АО «СУЭНКО» города Тобольска». Файл прилагается	Замечание принято Изменения внесены в Схему
12.	Страница 363, таблица 126 «Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии города Тобольска на период до 2032 г.» и таблица 127 «Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей города Тобольска на период до 2032 г.». Файл прилагается	Замечание принято Изменения внесены в Схему
Утверждаемая часть Схемы теплоснабжения муниципального образования городской округ город Тобольск на период до 2032 года		

№№	Предложение / замечание от АО «СУЭНКО»	Ответ Разработчика
13.	В табл. 16 указать актуальную протяженность тепловых сетей на 2022г (п. 1) – 185 775 м, на 2023г – 185 850 м, протяженность распределительных тепловых сетей на 2022г (п. 1.2) – 176 330 м, на 2023г – 176 405 м	Замечание принято Изменения внесены в Схему
14.	Стр. 363 табл. 127 указать актуальную протяженность тепловых сетей на 2022г (п. 1) – 185 775 м, на 2023г – 185 850 м, протяженность распределительных тепловых сетей на 2022г (п. 1.2) – 176 330 м, на 2023г – 176 405 м	Замечание принято Изменения внесены в Схему
15.	страница 95, таблица 15 «Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии города Тобольска на период до 2032 г.» и таблица 16 «Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей города Тобольска на период до 2032 г.». Файл прилагается	Замечание принято Изменения внесены в Схему
16.	страница 100, таблица 17 «Расчет ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения АО «СУЭНКО» города Тобольска на период до 2032 г.». Файл прилагается	Замечание принято Изменения внесены в Схему

Книга 18 Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

18.1 Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения

Описание изменений, внесенных в актуализированную Схему теплоснабжения, указано в каждой Книге обосновывающих материалов.

18.2 Сведения о выполнении мероприятий из утвержденной схемы теплоснабжения за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения

Сведения о выполнении мероприятий из утвержденной схемы теплоснабжения за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения, отражены в таблице 134.

Таблица 134

Сведения о выполнении мероприятий из утвержденной схемы теплоснабжения за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения

№	Наименование инвестиционного проекта/мероприятия, предусмотренного инвестиционной программой	Период реализации согласно инвестиционной программе, годы	Срок ввода в эксплуатацию, год		Стадия выполнения, %
			план	факт	
1	Реконструкция тепловой сети Ду700 «I ввод» подающий трубопровод от перехода Ду700/600 (П-23) до перехода Ду600/700	2020-2021	2021	2021	100,00
2	Реконструкция тепловой сети от ТК-9г-1 до ТК-9г-9	2020-2021	2021	2021	100,00
3	Реконструкция тепловой сети от ТК-16-3 до ж/д№26	2020-2021	2021	2021	100,00
4	Реконструкция тепловой сети от ТК-9в-8а до ТК-9в-8г, от ТК-9в-8 до ж.д.№3, от ТК-9в-8 до ТК-9в-8г	2021-2021	2021	2021	100,00
5	Реконструкция тепловой сети от ТК-9г-1 до ТК-9г	2021-2023	2023	2023	5,39
6	Реконструкция тепловой сети от ТК-29-2а до ТК-29-4, от ТК-29-4 до ТК-29	2021-2021	2021	2021	100,00
7	Реконструкция тепловых сетей в 3А мкр.	2021-2023	2023	2023	4,04
8	Реконструкция тепловых сетей в мкр. Менделеево	2021-2023	2023	2023	3,80
9	Реконструкция тепловой камеры ТК-7 с устройством электрифицированной запорной арматуры	2021-2022	2022	2022	10,57
10	Модернизация ЦТП-1, п.Сумкино	2021-2022	2022	2022	14,29
11	Модернизация ЦТП-2, п.Сумкино	2021-2022	2022	2022	6,78
12	Модернизация ЦТП-3, г.Тобольск, 7а	2021-2022	2022	2022	6,33
13	Установка системы диспетчеризации (СМР)	2020-2023	2023	2023	37,60
14	Реконструкция трубопроводов от Тобольской	2017-2024	2024	2024	46,23

№	Наименование инвестиционного проекта/мероприятия, предусмотренного инвестиционной программой	Период реализации согласно инвестиционной программе, годы	Срок ввода в эксплуатацию, год		Стадия выполнения, %
			план	факт	
	ТЭЦ до Городской котельной № 1 с увеличением диаметра для увеличения пропускной способности				
15	Реконструкция тепловой сети по ул. Мира в п. Сумкино	2019-2021	2021	2021	100,00
16	Реконструкция трубопроводов от Тобольской ТЭЦ до Городской котельной на участке пересечения трубопровода с федеральной трассой Р-404	2020-2022	2022	2022	86,42
17	Модернизация (Техническое перевооружение) котельной №10, ул. Володарского, уч. 27а (ПИР)	2021-2021	2021	2021	100,00