

*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 2040 года**

## **Обосновывающие материалы**

г. Тюмень  
2023 год

## Содержание

Общие положения.....	3
Общая часть.....	14
Глава 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения.....	19
Глава 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	171
Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования .....	190
Глава 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.....	197
Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования .....	221
Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах .....	231
Глава 7 Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии .....	247
Глава 8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей ..	258
Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения.....	267
Глава 10 Перспективные топливные балансы.....	288
Глава 11 Оценка надежности теплоснабжения.....	304
Глава 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию .....	377
Глава 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования.....	383
Глава 14 Ценовые (тарифные) последствия .....	387
Глава 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций .....	388
Глава 16 Реестр мероприятий схемы теплоснабжения .....	396
Глава 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения.....	397
Глава 18 Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....	398

## **Общие положения**

### **Основание для разработки Схемы теплоснабжения**

Характеристика существующего положения в системе теплоснабжения города Тобольска разработана по состоянию на конец 2022 года – начало 2023 года.

В Схеме теплоснабжения система теплоснабжения города Тобольска описана в ретроспективе с 2019 г. с учетом изменения функциональной структуры. Анализ основных технико-экономических показателей теплосетевых организаций приведен по фактическим данным за 2022 г.

На период 2023-2024 гг. приняты плановые данные основных технико-экономических показателей теплосетевых организаций в соответствии с данными протоколов Департамента тарифной и ценовой политики Тюменской области об установлении тарифов на тепловую энергию.

Схема теплоснабжения муниципального образования городской округ город Тобольск на период до 2040 г. (далее – Схема теплоснабжения) разработана в соответствии с требованиями следующих нормативных правовых актов и документов с учетом изменений и дополнений, действующих на момент разработки:

- 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 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 23.05.2006 № 306 «Об утверждении правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов, потребляемых при использовании и содержании 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 требованиям к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;

- Постановление Правительства Российской Федерации 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 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»;
- Приказ Минэнерго России от 28.02.2022 № 146 «Об утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы»;
- 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 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 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»;
- ГОСТ Р 51617-2014 Услуги жилищно-коммунального хозяйства и управления многоквартирными домами. Коммунальные услуги. Общие требования;
- Свод правил СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»;
- Свод правил СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003»;
- Свод правил СП 54.13330.2022 «Актуализированная редакция СНиП 31-01-2003 Здания жилые многоквартирные»;
- Свод правил СП 131.13330.2020 «Актуализированная редакция СНиП 23-01-99\* Строительная климатология»;
- Свод правил СП 61.13330.2012 «Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»;
- Свод правил СП 89.13330.2016 «Актуализированная редакция СНиП II-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»;
- Свод правил СП 41-105-2002 «Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из стальных труб с индустриальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке»;
- Свод правил 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»;
- Схема территориального планирования Тюменской области, утв. постановлением Правительства Тюменской области от 08.07.2022 № 496-п;
- Программа газификации Тюменской области на 2019-2028 годы, утв. постановлением Губернатора Тюменской области от 15.02.2022 № 16;
- 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 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 15.08.2022 № 206;
- Государственная программа Тюменской области «Развитие жилищно-коммунального хозяйства» и признании утратившими силу некоторых нормативных правовых актов, утв. постановлением Правительства Тюменской области от 21.12.2018 № 527-п (с изменениями на 28.12.2022).

Иные документы:

- Устав города Тобольска, утвержденный решением Тобольской городской Думы от 10.08.2005 № 30 (с изменениями на 22.02.2022);
- 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 13.01.2022 № 166);
- Правила землепользования и застройки города Тобольска Тюменской области, утвержденные постановлением Администрации города Тобольска от 28.12.2022 № 118-пк;
- 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 разработки:** 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 2040 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.

Схема теплоснабжения разрабатывается на срок действия утвержденного, в установленном законодательством о градостроительной деятельности порядке, генерального плана.

#### **Этапы реализации Схемы теплоснабжения**

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

- 1 этап – 2024 – 2028 гг.;
- 2 этап – 2029 – 2033 гг.;
- 3 этап – 2034 – 2040 гг.

Система теплоснабжения города Тобольска включает:

- источники теплоснабжения;
- распределительные сети теплоснабжения;
- потребителей тепловой энергии.

Схема теплоснабжения города Тобольска разработана 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 разработана 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 разработана в составе обосновывающих материалов и утверждаемой части, разделенных на Главы 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 электроэнергетических систем России, 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:
- Глава 1 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения»;
  - Глава 2 «Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения»;
  - Глава 3 «Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования»;
  - Глава 4 «Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей»;
  - Глава 5 «Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования»;
  - Глава 6 «Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах»;
  - Глава 7 «Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии»;
  - Глава 8 «Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей»;
  - Глава 9 «Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения»;
  - Глава 10 «Перспективные топливные балансы»;
  - Глава 11 «Оценка надежности теплоснабжения»;
  - Глава 12 «Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию»;
  - Глава 13 «Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования»;
  - Глава 14 «Ценовые (тарифные) последствия»;
  - Глава 15 «Реестр единых теплоснабжающих организаций»;
  - Глава 16 «Реестр мероприятий схемы теплоснабжения»;
  - Глава 17 «Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения»;

– Глава 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 секционированными 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);

**теплопотребляющая 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 отпуски 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 1<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> 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 76 (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

<b>№№</b>	<b>Наименование котельной по правоустанавливающим документам</b>	<b>Адрес</b>	<b>Кадастровый номер</b>	<b>Собственник</b>	<b>Упоминание далее по тексту</b>
11	н/д	Тюменская область, г. Тобольск, ул.3-я Речная, 36	н/д	н/д	Котельная № 13
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



<b>№№</b>	<b>Наименование котельной по правоустанавливающим документам</b>	<b>Адрес</b>	<b>Кадастровый номер</b>	<b>Собственник</b>	<b>Упоминание далее по тексту</b>
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 22.02.2022).

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 01.01.2023:

- общая площадь территории города Тобольска – 23,92 тыс. га;
- численность населения – 103,175 тыс. чел., в том числе:
  - ✓ численность городского населения – 99,877 тыс. чел.;
  - ✓ численность сельского населения – 3,298 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  $-52^{\circ}\text{C}$ , абсолютный максимум –  $+40,00^{\circ}\text{C}$  (табл. 2).

Таблица 2

### Климатические параметры муниципального образования г. Тобольск

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя
<b>1. Климатические параметры холодного периода года</b>		
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

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца	%	81
Количество осадков за ноябрь – март	мм	117
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль		ЮВ
<b>2. Климатические параметры теплого периода года</b>		
Абсолютная максимальная температура воздуха	°С	40
Температура воздуха		
- 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
<b>Средняя температура наружного воздуха за отопительный период</b>	°С	<b>-7,9</b>
Продолжительность отопительного периода	сут.	231

Источники: СП 131.13330.2020 актуализированная версия СП 131.13330.2018 СНИП 23-01-99\* «Строительная климатология» (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. Фактически за 2022 год продолжительность отопительного периода – 241 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 теплопотребления:

- расчетная температура наружного воздуха – -39 °С;
- продолжительность отопительного периода – 241 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 131.13330.2020 актуализированная версия СНИП 23-01-99\* «Строительная климатология» (климатическая характеристика принимается для г. Тобольска).

**Таблица 4**

**Климатические параметры, принимаемые в расчетах тепловых балансов и теплопотребления города Тобольска**

Наименование расчетных параметров	Обозначение	Ед. изм.	Значение показателя
Расчетная температура внутреннего воздуха	$t_{int}$	°С	21

Наименование расчетных параметров	Обозначение	Ед. изм.	Значение показателя
Температура внутри помещений (детские сады, школы)	$t_{int}$	°C	22
Температура прочих помещений	$t_{int}$	°C	18
Расчетная температура внутреннего воздуха производственных зданий	$t_{int}$	°C	16
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции в холодный период года	$t_{ext}$	°C	-39
Расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции в теплый период года	$t_{ext}$	°C	-7,9
Температура самого холодного месяца среднесуточная (январь), с для расчета ННЗТ	-	°C	<b>-18,4</b>
Температура переходного периода	$t_{nep. nep.}$	°C	10
Продолжительность отопительного периода	$N_{ht}$	сут.	241
Градусо-сутки отопительного периода	$D_d$	°C сут	-6675,9
Температура холодной воды в отопительный период	$t_c$	°C	5
Температура холодной воды в неотапливаемый период	$t_{cs}$	°C	15
Температура горячей воды		°C	65
Коэффициент часовой неравномерности теплопотребления	$k_r$		2,4
Продолжительность работы системы ГВС	-	сут.	351
Среднегодовая температура холодной воды в сети водопровода	-	°C	8,7
Число часов использования максимальной нагрузки (для жилых зданий)	-	час	2670

# Глава 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 01.01.2023 – 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	2022 г. факт	2023 г. план
Выработка тепловой энергии ООО «ЗапСибНефтехим» ( без собственных (производственных) нужды)	Гкал	5 831 957	5 479 417	5 848 580	5 717 067	5 101 266
Хозяйственные нужды ООО «ЗапСибНефтехим» (генерация ТЭЦ), в т.ч.	Гкал	6 031	6 031	6 031	6 031	6 031
- пар	Гкал					
- горячая вода	Гкал	6 031	6 031	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	5 711 036	5 095 235
тепловая энергия в паре всего, в т.ч.	Гкал	4 829 799	4 543 330	4 824 680	4 717 316	4 208 664
- тепловая энергия в паре на собственное производство (ООО «ЗапСибНефтехим»)	Гкал	4 767 799	4 477 635	4 814 128	4 706 764	4 198 112
- отборный пар	Гкал	1 609 582	1 960 054	1 574 275	1 694 435	1 511 320
- острый пар	Гкал	3 158 217	2 517 581	3 239 853	3 012 329	2 686 792
- тепловая энергия в паре прочим потребителям	Гкал	62 000	65 695	10 552	10 552	10 552
- отборный пар	Гкал	62 000	65 695	10 552	10 552	10 552
- острый пар	Гкал					
тепловая энергия в горячей воде всего, в т.ч.	Гкал	996 127	930 056	1 017 869	993 720	886 571



Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г. факт	2020 г. факт	2021 г. факт	2022 г. факт	2023 г. план
- на собственное производство (ООО «ЗапСибНефтехим»)	Гкал	147 004	160 828	172 499	167 939	149 830
- прочим потребителям (АО «СУЭНКО»)	Гкал	849 123	769 228	845 370	825 782	736 740

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 двух котлов КВГМ-100, два котла в процессе консервации разморожены, дальнейшая эксплуатация невозможна.

Городская котельная № 1 (ГК-1) на момент разработки 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 5000м<sup>3</sup> x 2 шт. 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/см<sup>2</sup>, 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 01.01.2023**

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».

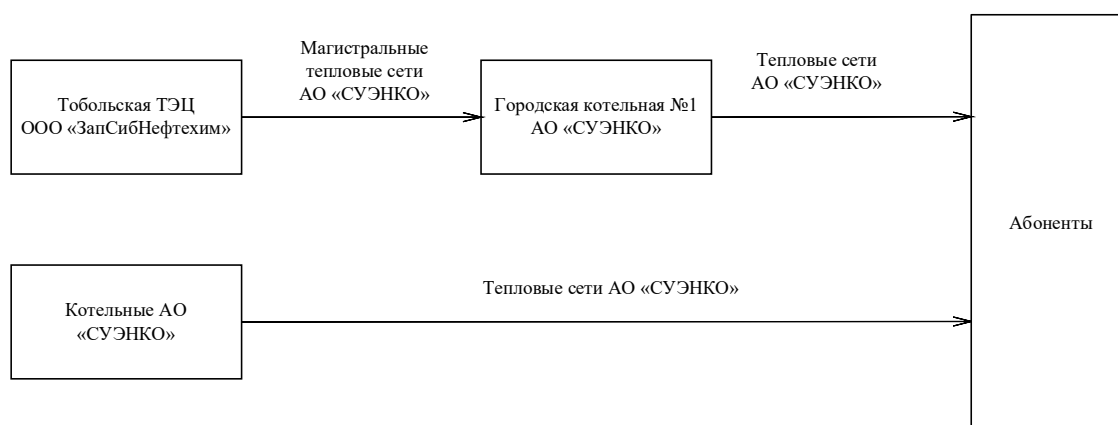
До февраля 2016 г. в соответствии с договором на теплоснабжение, заключенным между ОАО «УТСК» и ПАО «СУЭНКО» через присоединенную тепловую сеть ОАО «УТСК» поставляло тепловую энергию в горячей воде для целей организации теплоснабжения потребителей г. Тобольска до границ раздела балансовой принадлежности 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 01.01.2023 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 № 20<sup>2</sup>.

Принципиальная схема теплоснабжения город Тобольска представлена на рисунке 2.

<sup>2</sup> 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 тепловую энергию 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 разработке 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	-	-



<b>Маркировка</b>	<b>Тип оборудования</b>	<b>Год ввода в эксплуатацию</b>	<b>Завод-изготовитель (страна)</b>	<b>Установленная мощность</b>	<b>Производительность (фактическая)</b>	<b>Режим работы</b>	<b>Вид топлива</b>
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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	15	15	-	-	-
Пределы регулируемого давления в отопительных отборах					
в нижнем отопительном отборе, кгс/см <sup>2</sup>	0,4 - 1,2	0,4 - 1,2	0,5 - 2,0	-	-
в верхнем отопительном отборе, кгс/см <sup>3</sup>	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
<b>По ТЭЦ</b>	<b>400</b>	<b>495</b>	<b>300</b>	<b>1028</b>	<b>2223</b>

### 1.2.1.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

По состоянию на 01.01.2023 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 2022 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.	2020 г. факт	2021 г. факт	2022 г. факт	2023 г. план
<b>Тобольская ТЭЦ</b>					
Производство теплоэнергии	Гкал	6 118 897	6 608 926	6 462 575	5 775 402
Расход теплоэнергии на собственные (производственные) нужды (без учета расхода на производство прочей продукции)	Гкал	639 480	760 346	745 508	674 136
Отпуск тепла с коллекторов всего	Гкал	5 479 417	5 848 580	5 717 067	5 101 266
Расход теплоэнергии на хозяйственные нужды (без учета расхода на производство прочей продукции)	Гкал	6 031	6 031	6 031	6 031
Полезный отпуск теплоэнергии	Гкал	5 473 386	5 842 549	5 711 036	5 095 235

### 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 <sup>3</sup>	-	1981	Н.О., В.О. 2019	2036	Установлен новый
14	Аккумуляторный бак АБ-2, РВС-2000 м <sup>3</sup>	-	1982	Н.О., В.О. 2019	2040	Установлен новый
15	Аккумуляторный бак АБ-3, РВС-2000 м <sup>3</sup>	-	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/см<sup>2</sup>. Давление в обратной магистрали  $1,2 \pm 0,2$  кгс/см<sup>2</sup> 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 <sup>3</sup> /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 <sup>2</sup>	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 <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /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

Выданные предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации Тобольской ТЭЦ на момент разработки Схемы теплоснабжения отсутствуют.

#### 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 01.01.2023

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

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 <sup>3</sup> /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, оттуда 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 01.01.2023 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 5000м<sup>3</sup> x 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 5000м<sup>3</sup>, 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 контргайек втулок сальника;
- коррозионный износ и механическое повреждение резьбы на валу для контргайек;
- 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., №№ 3, 4, 5 - 1985 г./1985 г.	5	В 2011 г. 1 насос заменен
Насос подпиточный (7 гр.)	Поддержание гидравлического режима	Д 630-90	2019 г./2012 г.	1	В 2011 г. заменен

Оборудование	Назначение	Марка	Год изготовления/ ввода в эксплуатацию	Кол.	Примечание
Насос подпиточный (9 гр.)	Поддержание гидравлического режима	СЭ 800-100-11	1985 г./1985 г.	1	
Бак запаса воды V-5000 м <sup>3</sup> (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 м<sup>3</sup> 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 оснащённости, 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 HR93A – 2 ед.;
- теплообменник РР 10-23-1-ВН 95/70-5/80 – 1 ед.;
- теплообменник 2x100 – 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 MHL 505 – 2 ед.;
- насос эжектора и деаэрата Wilo-Econom MHL 506 – 2 ед.;
- система водоподготовки TS91-14 – 1 ед.;
- бак запаса воды – 1 ед./20 м<sup>3</sup>;
- бак запаса дизтоплива – 1 ед./40 м<sup>3</sup>;
- внутренний подводящий газопровод к горелкам – 1 ед.

3. Котельная № 6. По состоянию на 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 100м<sup>3</sup> (2 ед.);
- бак запаса дизтоплива 75м<sup>3</sup> (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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 АЖД-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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 01.01.2023 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 АЖД-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	89,95	89,97	158,82	2020	природный газ	дизельное топливо	SDMO T-22K, 16 кВт
		КСВ - 0,25	водогрейный	0,215	2005			91	89,98		158,77				
2	Котельная №3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136	КСВ - 1,0	водогрейный	0,86	2005	сезонный	открытая	91	89,82	90,25	159,05	2020	природный газ	дизельное топливо	-
		КСВ - 1,5	водогрейный	1,29	2005			91	90,36		158,1				
		КВа-1600	водогрейный	1,376	2005			94	90,4		158,03				
		КВа-2000	водогрейный	1,72	2005			91,5	90,43		157,98				
3	Котельная №4, ул. Мира, 76	ЗИОСАБ-2500	водогрейный	2,15	2009	сезонный	открытая	92	89,97	90,47	158,78	2020	природный газ	дизельное топливо	АДС 135-Т400 РД "ВЕПРЬ"
		ЗИОСАБ-2500	водогрейный	2,15	2009			92	90,14		158,48				
		ЗИОСАБ-2000	водогрейный	1,72	2009			92	91,3		156,47				
4	Котельная №5, ул. Ленина, 72а	КВа-2500	водогрейный	2,15	2014	сезонный	открытая	92	91	90,42	156,99	2020	природный газ	дизельное топливо	АД60 Т400
		КВа-2500	водогрейный	2,15	2014			92	89,84		159,01				
5	Котельная №6, ул.2-я Вокзальная, 22	КСВ-2.0	водогрейный	1,72	2009	сезонный	открытая	92	88,57	91,29	161,09	2019	природный газ	дизельное топливо	АДС 135-Т400 РД "ВЕПРЬ"
		ЗИОСАБ-2000	водогрейный	1,72	2009			92	90,64		158,45				
		ЗИОСАБ-3000	водогрейный	2,58	2009			92	94,66		158,08				
6	Котельная №8, ул. Набережная Кирова, 11	КСВ - 0,4	водогрейный	0,344	2005	сезонный	открытая	92	92,85	93,75	158,78	2019	природный газ	дизельное топливо	АДА-31.5-Т400 РЛ "ВЕПРЬ"
		КСВ - 0,4	водогрейный	0,344	2005			92	94,65		163,08				
7	Котельная №9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в	КСВ - 2,0	водогрейный	1,72	2017	круглогодичный	закрытая	92	89,9	90,03	158,91	2020	природный газ	дизельное топливо	-
		КСВ - 2,0	водогрейный	1,72	2017			92	89,91		158,89				
		КСВ - 3,0	водогрейный	2,58	2017			92	90,28		158,24				
8	Котельная №10, ул. Володарского, уч.27а	КВаГн - 1,5 "Вулкан"	водогрейный	1,5	2004	сезонный	открытая	92	90,01	89,75	158,71	2020	природный газ	отсутствует	-
		КВаГн - 1,5 "Вулкан"	водогрейный	1,5	2004			92	89,49		159,63				
9	Котельная №11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в	КСВ - 3,0	водогрейный	2,58	2017	круглогодичный	закрытая	92	90,49	90,29	157,87	2020	природный газ	дизельное топливо	-
		КСВ - 3,0	водогрейный	2,58	2017			92	90,16		158,45				
		КСВ - 5,0	водогрейный	4,299	2017			92	90,22		158,34				
10	Котельная №12, ул. Ленина, 90а	КСВ - 0,5	водогрейный	0,43	2005	сезонный	открытая	92	93,05	91,85	157,87	2019	природный газ	дизельное топливо	АДА-31.5-Т400 РЛ "ВЕПРЬ"
		КСВ - 0,5	водогрейный	0,43	2005			92	90,65		157,99				
11	Котельная №13, ул.3-я Речная, 36	КВа-115	водогрейный	0,099	2009	сезонный	открытая	92	92,4	92,35	157,02	2019	природный газ	отсутствует	передвижной Бензо-генератор ЕВ 7.0/400-SLE
		КВа-115	водогрейный	0,099	2009			92	92,3		158,84				
12	Котельная №14, мкрн. "Южный", 7в	КВа-3200	водогрейный	2,752	2009	сезонный	открытая	92	88,23	89,24	161,91	2020	природный газ	дизельное топливо	АД-200С-Т400-1Р-Т
		КВа-3200	водогрейный	2,752	2009			92	89,64		159,37				
		КВа-3200	водогрейный	2,752	2009			92	89,85		159				
13	Котельная №15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в	КВСа-3.0	водогрейный	2,58	2001	сезонный	открытая	91	95,18	95,02	156,4	1019	природный газ	дизельное топливо	-
		КВСа-3.0	водогрейный	2,58	2001			91	94,86		155,35				
14	Котельная №16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16	КС-Г-100	водогрейный	0,086	2003	сезонный	открытая	87	87,24	87,05	163,75	2020	природный газ	отсутствует	-
		КС-Г-100	водогрейный	0,086	2003			87	86,92		164,35				
		КС-Г-100	водогрейный	0,086	2003			87	86,28		165,57				

№ 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	КС-Г-100	водогрейный	0,086	2003	сезонный	открытая	87	87,77	90,26	162,76	2020	природный газ	дизельное топливо	-
		КВа-1600	водогрейный	1,376	2009			93	89,73		159,21				
		КВа-1600	водогрейный	1,376	2009			93	90,78		157,37				
16	Котельная №18, ул.3-я Трудовая, 19в	КВа-2500	водогрейный	2,15	2009	сезонный	открытая	93	90,01	90,07	158,71	2020	природный газ	дизельное топливо	АД-100-Т400-1РМЗ
		КВа-2500	водогрейный	2,15	2009			93	90,13		158,5				
17	Котельная №19, ул. Судостроителей, 16	СИМАС-3.5	водогрейный	3,009	2001	сезонный	открытая	90	91,5	91,01	156,13	2020	природный газ	дизельное топливо	Акса АЈD-110
		КСВ-2,0	водогрейный	1,72	2020			94	90,51		157,84				
18	Котельная №20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в	КВа-4000	водогрейный	3,439	2014	круглогодичный	закрытая	92	89,94	90,05	158,84	2020	природный газ	дизельное топливо	-
		КВа-4000	водогрейный	3,439	2014			92	н/д		-				
		КВа-4000	водогрейный	3,439	2014			92	89,91		158,89				
		КВа-4000	водогрейный	3,439	2014			92	90,29		158,22				
		ДКВР-10/13	водогрейный	3,439	2014			91	н/д		-				
19	Котельная №22, мкрн. Менделеево, уч. 50	КСВ-5.0	водогрейный	4,299	2007	круглогодичный	открытая	92	93,16	92,20	159,08	2019	природный газ	дизельное топливо	-
		КСВ-5.0	водогрейный	4,299	2007			92	92,6		161,18				
		КСВ-5.0	водогрейный	4,299	2007			92	91,42		159,81				
		КСВ-5.0	водогрейный	4,299	2007			92	91,6		158,13				
20	Котельная №24, ул. Пушкина, 33а	SKD-93	водогрейный	0,08	2017	сезонный	открытая	93	88,65	88,9	162,76	2019	природный газ	дизельное топливо	К 16Н/А
		SKD-93	водогрейный	0,08	2017			93	89,15		162,73				
21	Котельная №25, ул. Пушкина, 22а	КСВ-0.5 Гс	водогрейный	0,43	2004	сезонный	открытая	92	93,4	93,58	160,66	2019	природный газ	дизельное топливо	АДА-25-Т400 РА "ВЕПРЬ"
		КСВ-0.5 Гс	водогрейный	0,43	2004			92	93,75		159,83				
22	Котельная №27, ул. Лермонтова, 5в	КВа-1000	водогрейный	0,86	2009	сезонный	открытая	93	90,2	90,23	158,38	2020	природный газ	дизельное топливо	АДА-20-Т400 РЛ2 "ВЕПРЬ"
		КВа-1000	водогрейный	0,86	2009			93	90,26		158,27				
23	Котельная №28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3	КВГ-630	водогрейный	0,542	2001	сезонный	открытая	91	н/д	88,44	-	2020	природный газ	отсутствует	Акса АЈD-110
		КВГ-630	водогрейный	0,542	2001			91	88,3		161,79				
		КВГ-400	водогрейный	0,344	2001			91	89,51		159,71	2019			
		КВГ-400	водогрейный	0,344	2001			91	87,5		163,04				
24	Котельная №29, ул. Базарная площадь, 18в	КВа-600	водогрейный	0,516	2009	сезонный	открытая	93	90,19	90,39	158,4	2020	природный газ	отсутствует	АДА-8,5-Т400 РЯ2 "ВЕПРЬ"
		КВа-600	водогрейный	0,516	2009			93	90,58		157,71				
25	Котельная №31, ул. Ленина, 26б	КВГ-250	водогрейный	0,215	2004	сезонный	открытая	91	91,81	92,79	155,6	2020	природный газ	дизельное топливо	АДА-25-Т400 РЛ2 "ВЕПРЬ"
		КВГ-250	водогрейный	0,215	2004			91	93,2		157,96	2019			
		КСВ-0,5	водогрейный	0,43	2004			92	93,37		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
<b>Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55</b>					
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
2022	0,431	0,000	0,431	0,004	0,427
<b>Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б</b>					
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
2022	5,245	0,000	5,245	0,017	5,228
<b>Котельная № 4, ул. Мира, 7б</b>					
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
2022	6,019	0,000	6,019	0,079	5,940
<b>Котельная № 5, ул. Ленина, 72а</b>					
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
2022	4,299	0,000	4,299	0,026	4,273
<b>Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22</b>					
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
2022	6,019	0,000	6,019	0,094	5,925
<b>Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11</b>					
2018	0,688	0,000	0,688	0,002	0,686
2019	0,688	0,000	0,688	0,002	0,686
2020	0,688	0,000	0,688	0,002	0,686
2021	0,688	0,000	0,688	0,001	0,687
2022	0,688	0,000	0,688	0,001	0,687

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
<b>Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в</b>					
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
2022	6,019	0,000	6,019	0,060	5,959
<b>Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а</b>					
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
2022	3,010	0,000	3,010	0,010	3,000
<b>Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в</b>					
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
2022	9,458	0,000	9,458	0,060	9,398
<b>Котельная № 12, ул. Ленина, 90а</b>					
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
2022	0,862	0,000	0,862	0,007	0,855
<b>Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36</b>					
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
2022	0,198	0,000	0,198	0,002	0,196
<b>Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в</b>					
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
2022	8,255	0,000	8,255	0,034	8,221
<b>Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в</b>					
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
2022	5,159	0,000	5,159	0,336	4,823
<b>Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16</b>					
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



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
2021	0,344	0,000	0,344	0,002	0,342
2022	0,344	0,000	0,344	0,002	0,342
<b>Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в</b>					
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
2022	2,752	0,000	2,752	0,005	2,747
<b>Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в</b>					
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
2022	4,299	0,000	4,299	0,026	4,273
<b>Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16</b>					
2018	3,869	0,000	3,869	0,130	3,739
2019	3,869	0,000	3,869	0,130	3,739
2020	3,869	0,000	3,869	0,130	3,739
2021	4,729	0,000	4,729	0,087	4,642
2022	4,729	0,000	4,729	0,087	4,642
<b>Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в</b>					
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
2022	17,197	0,000	17,197	0,182	17,015
<b>Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50</b>					
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
2022	17,197	0,000	17,197	0,277	16,920
<b>Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а</b>					
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
2022	0,160	0,000	0,160	0,001	0,159
<b>Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а</b>					
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
2022	0,862	0,000	0,862	0,008	0,854
<b>Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в</b>					
2018	1,724	0,000	1,724	0,003	1,721

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
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
2022	1,724	0,000	1,724	0,006	1,718
<b>Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3</b>					
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
2022	1,771	0,000	1,771	0,010	1,761
<b>Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в</b>					
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
2022	1,032	0,000	1,032	0,004	1,028
<b>Котельная № 31, ул. Ленина, 26б</b>					
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
2022	0,860	0,000	0,860	0,006	0,854
<b>ИТОГО город Тобольск</b>					
2018	107,729	0,000	107,729	0,951	106,778
2019	107,729	0,000	107,729	0,951	106,778
2020	107,729	0,000	107,729	0,952	106,777
2021	108,589	0,000	108,589	1,345	107,244
2022	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 01.01.2023 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. Гкал<sup>3</sup>.

Параметры тепловой мощности нетто источников представлены в таблице 23.

<sup>3</sup> Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 16.12.2021 № 42.

### 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 России 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 России 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, 13б	КСВ - 1,0	2005	17
		КСВ - 1,5	2005	17
		КВа-1600	2005	17
		КВа-2000	2005	17
3	Котельная №4, ул. Мира, 76	ЗИОСАБ-2500	2009	13
		ЗИОСАБ-2500	2009	13
		ЗИОСАБ-2000	2009	13
4	Котельная №5, ул. Ленина, 72а	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
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

№ п/п	Наименование источника тепловой энергии	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации
		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. 1б	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
25	Котельная №31, ул. Ленина, 26б	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  $-27\text{ }^{\circ}\text{C}$  и срезкой на ГВС.

Расчетная температура наружного воздуха для отопления  $-39\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

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

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» ТСПВ - не коммерческий
Котельная № 3	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСПВ - не коммерческий
Котельная № 4	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСПВ» ТСПВ-024- не коммерческий
Котельная № 5	Узел учета отпущенной тепловой энергии отсутствует
Котельная № 6	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР-М» ТСПВ-024- не коммерческий
Котельная № 8	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР-М» ТСПВ - некоммерческий
Котельная № 9	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСПВ - не коммерческий
Котельная № 10	Теплосчетчик-регистратор ТСПВ-010М- не коммерческий
Котельная № 11	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСПВ - не коммерческий
Котельная № 12	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСПВ - не коммерческий
Котельная № 13	Тепловычислитель «ВЗЛЕТ ТСПВ» ТСПВ-024- не коммерческий
Котельная № 14	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСПВ - не коммерческий
Котельная № 15	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСПВ - не коммерческий
Котельная № 16	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСПВ - не коммерческий
Котельная № 17	Тепловычислитель «ВЗЛЕТ ТСПВ» ТСПВ-024- не коммерческий
Котельная № 18	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСПВ - не коммерческий
Котельная № 19	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСПВ - 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» ТСПВ - не коммерческий
Котельная № 25	Теплосчетчик-регистратор «ВЗЛЕТ ТСР» ТСПВ - 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 2016-2022 гг.**

Повреждения на источниках за период	Количество	Примечание
2016	36	-

<b>Повреждения на источниках за период</b>	<b>Количество</b>	<b>Примечание</b>
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
2022	15	из них 15 привели к отключению/ограничению потребителей

#### **1.2.2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

Выданные предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии на момент разработки Схемы теплоснабжения отсутствуют.

#### **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 разработке схемы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли следующие изменения технических характеристик оборудования источников:

– 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 01.01.2023 энергии рассматриваемых систем теплоснабжения г. Тобольска являются ООО «Тобольская ТЭЦ» с суммарной установленной тепловой мощностью в паре и горячей воде 2 223 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 01.01.2023 протяженность тепловых сетей и сетей ГВС Тобольского филиала АО «СУЭНКО», в двухтрубном исчислении составила 186,339 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 186,339 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 неотапливаемого периодов на год составляют соответственно 5544 ч и 2856 ч.

Тепловые сети от котельных №№ 9, 11, 20 и 22 работают 8400 часов в год (отапливаемый 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 3,220 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 5,348 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 4,396 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 3,290 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 2,795 км (86,43% от общей

протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,495 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 3,119 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 2,206 км (73,55% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,913 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 1,201 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает подземная прокладка – 0,996 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 5,691 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 2,865 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 9,931 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 5,498 км (56,28% от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 4,433 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 2,369 км (в двухтрубном исчислении). В структуре тепловых сетей преобладает надземная прокладка – 1,861 км (78,77 % от общей протяженности тепловых сетей) и подземная прокладка – 0,508 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).

**Структура и материальная характеристика тепловых сетей от каждого источника города Тобольска  
(по состоянию на 01.01.2023)**

Условный диаметр, мм	Протяженность трубопроводов в однострубнои ичисленияи, м	Протяженность трубопроводов в двухтрубнои ичисленияи, м	Из них надземная, м	Подземная бесканальная, м	Материальная характеристика, м <sup>2</sup>	Объем сетей, м <sup>3</sup>
<b>Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55</b>						
32	100,50	50,25	0,00	50,25	3,8	0,09
50	103,08	51,54	10,87	40,67	5,9	0,21
100	68,76	34,38	0,00	34,38	7,4	0,54
<b>Итого</b>	<b>272,34</b>	<b>136,17</b>	<b>10,87</b>	<b>125,30</b>	<b>17,1</b>	<b>0,83</b>
<b>Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136</b>						
32	843,90	421,95	392,45	29,50	32,1	0,72
40	118,40	59,20	21,55	37,65	5,3	0,15
50	1 605,00	802,50	692,42	110,08	91,5	3,21
70	264,00	132,00	119,40	12,60	20,1	1,03
80	1 784,00	892,00	684,81	207,19	158,8	9,46
100	1 004,00	502,00	502,00	0,00	108,4	7,93
150	1 714,00	857,00	717,96	139,04	272,5	30,34
200	2 210,00	1 105,00	1 105,00	0,00	484,0	72,93
250	960,00	480,00	74,34	405,66	262,1	63,36
<b>Итого</b>	<b>10 503,30</b>	<b>5 251,65</b>	<b>4 309,93</b>	<b>941,72</b>	<b>1 434,7</b>	<b>189,13</b>
<b>Котельная № 4, ул. Мира, 76</b>						
32	71,32	35,66	35,66	0,00	2,7	0,06
40	109,24	54,62	54,62	0,00	4,9	0,14
50	1 110,28	555,14	555,14	0,00	63,3	2,22
70	673,90	336,95	336,95	0,00	51,2	2,63
80	715,40	357,70	357,70	0,00	63,7	3,79
100	706,26	353,13	353,13	0,00	76,3	5,58
125	88,86	44,43	44,43	0,00	11,8	1,09
150	2 168,00	1 084,00	1 084,00	0,00	344,7	38,37
200	798,00	399,00	399,00	0,00	174,8	26,33

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 <sup>2</sup>	Объем сетей, м <sup>3</sup>
<b>Итого</b>	<b>6 441,26</b>	<b>3 220,63</b>	<b>3 220,63</b>	<b>0,00</b>	<b>793,4</b>	<b>80,22</b>
<b>Котельная № 5, ул. Ленина, 72а</b>						
32	1 449,94	724,97	441,02	283,95	55,1	1,23
40	223,06	111,53	106,02	5,51	10,0	0,29
50	1 394,48	697,24	434,90	262,34	79,5	2,79
70	182,96	91,48	91,48	0,00	13,9	0,71
80	523,30	261,65	88,37	173,28	46,6	2,77
100	1 421,00	710,50	526,80	183,70	153,5	11,23
150	1 985,76	992,88	428,33	564,55	315,7	35,15
200	483,08	241,54	206,24	35,30	105,8	15,94
<b>Итого</b>	<b>7 663,58</b>	<b>3 831,79</b>	<b>2 323,16</b>	<b>1 508,63</b>	<b>780,1</b>	<b>70,11</b>
<b>Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22</b>						
32	939,68	469,84	356,27	113,57	35,7	0,80
50	1 534,54	767,27	552,10	215,17	87,5	3,07
70	1 049,34	524,67	350,15	174,52	79,7	4,09
80	647,82	323,91	266,45	57,46	57,7	3,43
100	2 532,32	1 266,16	1 070,98	195,18	273,5	20,01
150	1 563,44	781,72	720,07	61,65	248,6	27,67
200	1 660,36	830,18	726,08	104,10	363,6	54,79
250	768,46	384,23	354,30	29,93	209,8	50,72
<b>Итого</b>	<b>10 695,96</b>	<b>5 348,00</b>	<b>4 396,40</b>	<b>951,58</b>	<b>1 356,1</b>	<b>164,58</b>
<b>Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11</b>						
40	34,68	17,34	0,00	17,34	1,6	0,05
50	258,32	129,16	53,91	75,25	14,7	0,52
70	259,18	129,59	129,59	0,00	19,7	1,01
150	233,86	116,93	89,02	27,91	37,2	4,14
<b>Итого</b>	<b>786,04</b>	<b>393,02</b>	<b>272,52</b>	<b>120,50</b>	<b>73,2</b>	<b>5,71</b>
<b>Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в</b>						
32	1 799,40	899,70	248,28	651,42	68,4	1,53
50	2 190,84	1 095,42	372,80	722,62	124,9	4,38

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 <sup>2</sup>	Объем сетей, м <sup>3</sup>
70	512,84	256,42	5,69	250,73	39,0	2,00
80	684,80	342,40	125,40	217,00	60,9	3,63
100	1 080,74	540,37	49,59	490,78	116,7	8,54
150	1 405,62	702,81	126,81	576,00	223,5	24,88
200	21,44	10,72	10,72	0,00	4,7	0,71
250	1 379,90	689,95	175,79	514,16	376,7	91,07
<b>Итого</b>	<b>9 075,58</b>	<b>4 537,79</b>	<b>1 115,08</b>	<b>3 422,71</b>	<b>1 014,8</b>	<b>136,74</b>
<b>Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а</b>						
32	724,34	362,17	341,02	21,15	27,5	0,62
50	862,86	431,43	353,69	77,74	49,2	1,73
70	863,92	431,96	215,26	216,70	65,7	3,37
80	139,66	69,83	61,44	8,39	12,4	0,74
100	1 217,58	608,79	539,01	69,78	131,5	9,62
150	1 452,32	726,16	687,84	38,32	230,9	25,71
200	1 319,30	659,65	596,94	62,71	288,9	43,54
<b>Итого</b>	<b>6 579,98</b>	<b>3 289,99</b>	<b>2 795,20</b>	<b>494,79</b>	<b>806,1</b>	<b>85,31</b>
<b>Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в</b>						
32	870,40	435,20	252,20	183,00	33,1	0,74
40	168,00	84,00	84,00	0,00	7,6	0,22
50	1 736,46	868,23	363,03	505,20	99,0	3,47
70	775,20	387,60	99,60	288,00	58,9	3,02
80	3 193,08	1 596,54	243,18	1 353,36	284,2	16,92
100	733,20	366,60	26,60	340,00	79,2	5,79
150	3 743,88	1 871,94	615,37	1 256,57	595,3	66,27
200	4,60	2,30	2,30	0,00	1,0	0,15
250	1 253,14	626,57	626,57	0,00	342,1	82,71
<b>Итого</b>	<b>12 477,96</b>	<b>6 238,98</b>	<b>2 312,85</b>	<b>3 926,13</b>	<b>1 500,3</b>	<b>179,30</b>
<b>Котельная № 12, ул. Ленина, 90а</b>			<b>37,07</b>	<b>62,93</b>		
32	166,50	83,25	77,07	6,18	6,3	0,14
40	202,42	101,21	101,21	0,00	9,1	0,26
50	139,72	69,86	69,86	0,00	8,0	0,28

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 <sup>2</sup>	Объем сетей, м <sup>3</sup>
70	26,92	13,46	13,46	0,00	2,0	0,10
100	625,42	312,71	254,29	58,42	67,5	4,94
<b>Итого</b>	<b>1 160,98</b>	<b>580,49</b>	<b>515,89</b>	<b>64,60</b>	<b>93,0</b>	<b>5,73</b>
<b>Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36</b>						
50	162,50	81,25	0,00	81,25	9,3	0,33
<b>Итого</b>	<b>162,50</b>	<b>81,25</b>	<b>0,00</b>	<b>81,25</b>	<b>9,3</b>	<b>0,33</b>
<b>Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в</b>						
32	417,84	208,92	49,08	159,84	15,9	0,36
50	1 324,74	662,37	543,14	119,23	75,5	2,65
70	1 444,06	722,03	558,25	163,78	109,7	5,63
80	1 591,20	795,60	689,42	106,18	141,6	8,43
100	1 799,84	899,92	754,25	145,67	194,4	14,22
125	2,00	1,00	0,00	1,00	0,3	0,02
150	1 169,26	584,63	566,18	18,45	185,9	20,70
200	1 003,40	501,70	378,87	122,83	219,7	33,11
250	1 730,64	865,32	766,64	98,68	472,5	114,22
300	22,90	11,45	11,45	0,00	7,4	1,72
<b>Итого</b>	<b>10 505,88</b>	<b>5 252,94</b>	<b>4 317,28</b>	<b>935,66</b>	<b>1 423,0</b>	<b>201,06</b>
<b>Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в</b>						
32	303,96	151,98	90,80	61,18	11,6	0,26
50	1 122,66	561,33	430,22	131,11	64,0	2,25
70	182,20	91,10	83,57	7,53	13,8	0,71
80	1 051,44	525,72	450,17	75,55	93,6	5,57
100	1 505,90	752,95	458,18	294,77	162,6	11,90
125	313,94	156,97	156,97	0,00	41,8	3,86
150	698,36	349,18	74,78	274,40	111,0	12,36
250	268,82	134,41	8,97	125,44	73,4	17,74
<b>Итого</b>	<b>5 447,28</b>	<b>2 723,64</b>	<b>1 753,66</b>	<b>969,98</b>	<b>571,8</b>	<b>54,65</b>
<b>Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16</b>						



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 <sup>2</sup>	Объем сетей, м <sup>3</sup>
25	7,82	3,91	3,91	0,00	0,3	0,004
32	64,80	32,40	32,40	0,00	2,5	0,06
50	726,32	363,16	219,55	143,61	41,4	1,45
70	28,00	14,00	14,00	0,00	2,1	0,11
80	314,88	157,44	137,91	19,53	28,0	1,67
100	1 827,88	913,94	770,68	143,26	197,4	14,44
150	1 346,70	673,35	471,46	201,89	214,1	23,84
200	422,20	211,10	211,10	0,00	92,5	13,93
<b>Итого</b>	<b>4 738,60</b>	<b>2 369,30</b>	<b>1 861,01</b>	<b>508,29</b>	<b>578,3</b>	<b>55,50</b>
<b>Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в</b>						
32	119,98	59,99	5,01	54,98	4,6	0,10
50	340,58	170,29	160,76	9,53	19,4	0,68
70	45,76	22,88	22,88	0,00	3,5	0,18
80	205,44	102,72	0,00	102,72	18,3	1,09
100	838,38	419,19	61,19	358,00	90,5	6,62
150	98,12	49,06	0,00	49,06	15,6	1,74
250	71,36	35,68	0,00	35,68	19,5	4,71
<b>Итого</b>	<b>1 719,62</b>	<b>859,81</b>	<b>249,84</b>	<b>609,97</b>	<b>171,4</b>	<b>15,12</b>
<b>Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в</b>						
32	166,34	83,17	26,31	56,86	6,3	0,14
40	45,74	22,87	22,87	0,00	2,1	0,06
50	1 063,70	531,85	372,73	159,12	60,6	2,13
80	842,44	421,22	326,99	94,23	75,0	4,46
100	1 361,08	680,54	393,65	286,89	147,0	10,75
150	1 188,18	594,09	404,15	189,94	188,9	21,03
200	927,50	463,75	444,51	19,24	203,1	30,61
250	642,70	321,35	215,00	106,35	175,5	42,42
<b>Итого</b>	<b>6 237,68</b>	<b>3 118,84</b>	<b>2 206,21</b>	<b>912,63</b>	<b>858,5</b>	<b>111,60</b>
<b>Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16</b>						
25	398,00	199,00	196,04	2,96	12,7	0,23
32	278,26	139,13	139,13	0,00	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 <sup>2</sup>	Объем сетей, м <sup>3</sup>
40	75,24	37,62	37,62	0,00	3,4	0,10
50	1 179,18	589,59	499,93	89,66	67,2	2,36
70	532,86	266,43	253,20	13,23	40,5	2,08
80	1 090,04	545,02	399,58	145,44	97,0	5,78
100	487,50	243,75	238,38	5,37	52,7	3,85
125	473,72	236,86	174,52	62,34	63,0	5,83
150	923,88	461,94	255,38	206,56	146,9	16,35
200	1 011,96	505,98	474,47	31,51	221,6	33,39
<b>Итого</b>	<b>6 450,64</b>	<b>3 225,32</b>	<b>2 668,25</b>	<b>557,07</b>	<b>715,6</b>	<b>70,20</b>
<b>Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в</b>						
32	72,58	36,29	36,29	0,00	2,8	0,06
50	557,54	278,77	260,58	18,19	31,8	1,12
70	302,82	151,41	151,41	0,00	23,0	1,18
80	1 465,00	732,50	438,10	294,40	130,4	7,76
100	1 725,12	862,56	427,76	434,80	186,3	13,63
150	3 039,46	1 519,73	547,62	972,11	483,3	53,80
200	2 319,80	1 159,90	411,98	747,92	508,0	76,55
250	1 900,14	950,07	591,38	358,69	518,7	125,41
<b>Итого</b>	<b>11 382,46</b>	<b>5 691,23</b>	<b>2 865,12</b>	<b>2 826,11</b>	<b>1 884,3</b>	<b>279,51</b>
<b>Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50</b>						
32	391,44	195,72	56,07	139,65	14,9	0,33
40	173,82	86,91	75,77	11,14	7,8	0,23
50	2 679,06	1 339,53	826,41	513,12	152,7	5,36
70	133,40	66,70	29,13	37,57	10,1	0,52
80	1 804,96	902,48	304,50	597,98	160,6	9,57
100	1 979,56	989,78	373,19	616,59	213,8	15,64
150	4 866,16	2 433,08	2 221,83	211,25	773,7	86,13
200	1 838,38	919,19	421,45	497,74	402,6	60,67
250	4 642,52	2 321,26	610,06	1 711,20	1 267,4	306,41
300	1 353,08	676,54	579,72	96,82	439,8	101,48
<b>Итого</b>	<b>19 862,38</b>	<b>9 931,19</b>	<b>5 498,13</b>	<b>4 433,06</b>	<b>3 443,5</b>	<b>586,33</b>

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 <sup>2</sup>	Объем сетей, м <sup>3</sup>
<b>Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а</b>						
50	172,08	86,04	0,00	86,04	9,8	0,34
<b>Итого</b>	<b>172,08</b>	<b>86,04</b>	<b>0,00</b>	<b>86,04</b>	<b>9,8</b>	<b>0,34</b>
<b>Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а</b>						
32	224,06	112,03	0,00	112,03	8,5	0,19
50	142,14	71,07	0,00	71,07	8,1	0,28
100	197,52	98,76	0,00	98,76	21,3	1,56
<b>Итого</b>	<b>563,72</b>	<b>281,86</b>	<b>0,00</b>	<b>281,86</b>	<b>37,9</b>	<b>2,04</b>
<b>Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в</b>						
32	116,74	58,37	58,37	0,00	4,4	0,10
40	232,14	116,07	116,07	0,00	10,4	0,30
50	577,42	288,71	140,37	148,34	32,9	1,15
70	547,68	273,84	229,17	44,67	41,6	2,14
80	365,74	182,87	120,56	62,31	32,6	1,94
100	232,72	116,36	116,36	0,00	25,1	1,84
150	256,68	128,34	128,34	0,00	40,8	4,54
<b>Итого</b>	<b>2 329,12</b>	<b>1 164,56</b>	<b>909,24</b>	<b>255,32</b>	<b>187,9</b>	<b>12,01</b>
<b>Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3</b>						
32	118,56	59,28	29,39	29,89	4,5	0,10
50	470,52	235,26	223,60	11,66	26,8	0,94
100	318,92	159,46	159,46	0,00	34,4	2,52
150	139,46	69,73	69,73	0,00	22,2	2,47
<b>Итого</b>	<b>1 047,46</b>	<b>523,73</b>	<b>482,18</b>	<b>41,55</b>	<b>87,9</b>	<b>6,03</b>
<b>Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в</b>						
32	171,20	85,60	2,94	82,66	6,5	0,15
50	736,40	368,20	199,20	169,00	42,0	1,47
80	15,00	7,50	0,00	7,50	1,3	0,08
100	437,06	218,53	3,35	215,18	47,2	3,45
150	1 042,52	521,26	0,00	521,26	165,8	18,45

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 <sup>2</sup>	Объем сетей, м <sup>3</sup>
<b>Итого</b>	<b>2 402,18</b>	<b>1 201,09</b>	<b>205,49</b>	<b>995,60</b>	<b>262,8</b>	<b>23,60</b>
<b>Котельная № 31, ул. Ленина, 26б</b>						
50	43,80	21,90	0,00	21,90	2,5	0,09
70	54,58	27,29	0,00	27,29	4,1	0,21
100	188,56	94,28	87,21	7,07	20,4	1,49
<b>Итого</b>	<b>286,94</b>	<b>143,47</b>	<b>87,21</b>	<b>56,26</b>	<b>27,0</b>	<b>1,79</b>
<b>ВСЕГО город Тобольск</b>						
25	405,82	202,91	199,95	2,96	13,0	0,23
32	9 411,74	4 705,87	2 669,76	2 036,11	357,6	8,00
40	1 382,74	691,37	619,73	71,64	62,2	1,80
50	22 234,22	11 117,11	7 335,21	3 781,90	1 267,4	44,47
70	7 879,62	3 939,81	2 703,19	1 236,62	598,9	30,73
80	16 434,20	8 217,10	4 694,58	3 522,52	1 462,6	87,10
100	22 289,32	11 144,66	7 166,06	3 978,60	2 407,2	176,09
125	878,52	439,26	375,92	63,34	116,8	10,81
150	29 035,66	14 517,83	9 208,87	5 308,96	4 616,7	513,93
200	14 020,02	7 010,01	5 388,66	1 621,35	3 070,4	462,66
250	13 617,68	6 808,84	3 423,05	3 385,79	3 717,6	898,77
300	1 375,98	687,99	591,17	96,82	447,2	103,20
<b>Итого</b>	<b>138 965,6</b>	<b>69 482,80</b>	<b>44 376,15</b>	<b>25 106,61</b>	<b>18 137,7</b>	<b>2 337,78</b>
<b>Тобольская ТЭЦ</b>						
25	85,52	42,76	23,42	19,34	2,7	0,05
32	2 053,00	1 026,50	27,00	999,50	78,0	1,75
40	995,88	497,94	282,85	215,09	44,8	1,29
50	17 934,38	8 967,19	1 567,02	7 400,17	1 022,3	35,87
70	1 684,80	842,40	194,90	647,50	128,0	6,57
80	12 920,60	6 460,30	939,16	5 521,14	1 149,9	68,48
100	37 690,04	18 845,02	1 894,20	16 950,82	4 070,5	297,75
125	1 029,06	514,53	0,00	514,53	136,9	12,66
150	37 727,08	18 863,54	2 067,15	16 796,39	5 998,6	667,77
200	28 557,26	14 278,63	4 414,22	9 864,41	6 254,0	942,39
250	10 103,70	5 051,85	931,57	4 120,28	2 758,3	666,84
300	1 391,52	695,76	43,36	652,40	452,2	104,36

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 <sup>2</sup>	Объем сетей, м <sup>3</sup>
325	17 200,32	8 600,16	824,33	7 775,83	5 590,1	1 289,21
350	390,94	195,47	0,00	195,47	147,4	39,48
400	5 444,10	2 722,05	0,00	2 722,05	2 319,2	718,62
500	12 274,62	6 137,31	591,76	5 545,55	6 493,3	2 572,76
530	2 278,20	1 139,10	0,00	1 139,10	1 207,4	474,32
600	3 011,54	1 505,77	36,00	1 469,77	1 897,3	894,43
700	20 042,98	10 021,49	7 306,80	2 714,69	14 430,9	10 061,58
800	2 345,04	1 172,52	1 076,79	95,73	1 922,9	1 491,45
900	15 848,22	7 924,11	7 383,31	540,80	14 580,4	12 440,85
1000	2 703,66	1 351,83	1 289,69	62,14	2 757,7	2 552,26
<b>Итого</b>	<b>233 712,46</b>	<b>116 856,23</b>	<b>30 893,53</b>	<b>85 962,70</b>	<b>73 443</b>	<b>35 341</b>
<b>ВСЕГО по городу Тобольску</b>	<b>372 678</b>	<b>186 339</b>	<b>75 270</b>	<b>111 069</b>	<b>91 581</b>	<b>37 679</b>

### 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 наиболее 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 м<sup>3</sup>, 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 м<sup>3</sup> 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  $-29^{\circ}\text{C}$ . При температуре наружного воздуха  $-29^{\circ}\text{C}$  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  $-29^{\circ}\text{C}$  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, утв. приказом Минэнерго России от 24.03.2003 № 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 <sup>2</sup>	
				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 <sup>2</sup>	
				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 <sup>2</sup>		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 <sup>2</sup>			
		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 <sup>2</sup>		Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (факт), кгс/см <sup>2</sup>	
	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 <sup>2</sup>		Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (факт), кгс/см <sup>2</sup>	
	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/см<sup>2</sup>. Минимальное значение давления в подающем и обратном трубопроводах принимают 0,5 кгс/см<sup>2</sup>.

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» Главы 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, выявления 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/см<sup>2</sup>), системы отопления с чугунными отопительными приборами давлением 1,25 рабочего, но не ниже 0,6 МПа (6 кгс/см<sup>2</sup>), а системы панельного отопления давлением 1 МПа (10 кгс/см<sup>2</sup>) (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 России № 325 от 30.12.2008 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Департаментом тарифной и ценовой политики Тюменской области 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»<sup>4</sup>**

<b>Показатели энергосбережения и энергетической эффективности</b>		
<b>год</b>	<b>величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, тыс. Гкал</b>	<b>величина технологических потерь при передаче теплоносителя по тепловым сетям, тыс. м<sup>3</sup></b>
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»**

<b>Показатели энергосбережения и энергетической эффективности</b>		
<b>год</b>	<b>величина технологических потерь при передаче тепловой энергии, тыс. Гкал</b>	<b>величина технологических потерь при передаче теплоносителя по тепловым сетям, тыс. м<sup>3</sup></b>
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»**

<sup>4</sup> Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 25.11.2022 № 45 (часть 3)

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		факт	факт	факт	факт
Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55	Гкал/ч	0,017	0,010	0,018	0,012
Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б	Гкал/ч	0,408	0,397	0,443	0,369
Котельная № 4, ул. Мира, 7б	Гкал/ч	0,098	0,112	0,039	0,129
Котельная № 5, ул. Ленина, 72а	Гкал/ч	0,189	0,326	0,276	0,229
Котельная № 6, ул. 2-я Вокзальная, 22	Гкал/ч	0,514	0,416	0,445	0,434
Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11	Гкал/ч	0,022	0,011	0,005	0,013
Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, № 2в	Гкал/ч	0,351	0,516	0,508	0,147
Котельная № 10, ул. Володарского, уч. 27а	Гкал/ч	0,589	0,553	0,683	0,472
Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, № 10в	Гкал/ч	0,542	0,418	0,492	0,715
Котельная № 12, ул. Ленина, 90а	Гкал/ч	0,069	0,047	0,085	0,049
Котельная № 13, ул. 3-я Речная, 36	Гкал/ч	0,003	0,003	0,004	0,003
Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в	Гкал/ч	0,359	0,112	0,104	0,102
Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в	Гкал/ч	0,271	0,261	0,438	0,303
Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 1б	Гкал/ч	0,050	0,048	0,061	0,043
Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в	Гкал/ч	0,058	0,015	0,083	0,047
Котельная № 18, ул. 3-я Трудовая, 19в	Гкал/ч	0,253	0,198	0,200	0,144
Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16	Гкал/ч	0,332	0,210	0,192	0,132
Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в	Гкал/ч	0,757	0,816	0,699	0,820
Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50	Гкал/ч	0,476	0,827	0,694	0,748
Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а	Гкал/ч	0,007	0,001	0,005	0,002
Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а	Гкал/ч	0,105	0,002	0,011	0,008
Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в	Гкал/ч	0,067	0,042	0,037	0,031
Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3	Гкал/ч	0,042	0,041	0,013	0,037
Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в	Гкал/ч	0,108	0,106	0,109	0,104
Котельная № 31, ул. Ленина, 26б	Гкал/ч	0,014	0,013	0,058	0,000
СЦТ	Гкал/ч	18,087	18,788	15,809	15,807
<b>ИТОГО</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>23,788</b>	<b>24,289</b>	<b>21,511</b>	<b>20,900</b>

### 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 теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Присоединение теплотребляющих 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 теплотребляющих установок потребителей (для отопления) является схема «потребитель с непосредственным присоединением системы отопления» (рис. 3).

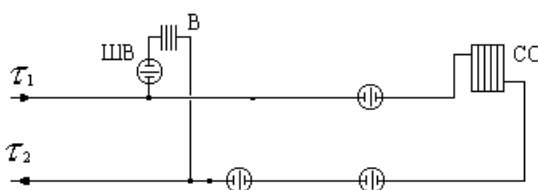


Рисунок 3. Схема «Потребитель с непосредственным присоединением СО»

Тип присоединения теплотребляющих установок к тепловым сетям для каждого потребителя приведен в Электронной модели системы теплоснабжения города Тобольска (Глава 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.



ПСД 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 01.01.2023 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 39.

Таблица 39

#### Нормативные энергетические характеристики тепловых сетей АО «СУЭНКО» на 2019-2023 гг.<sup>5</sup>

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 <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup>	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 40<sup>6</sup>.

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 <sup>2</sup>	м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup>	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

<sup>5</sup> Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 25.11.2022 № 45 (часть 3)

<sup>6</sup> Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 30.06.2021 № 18

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

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения характеристик тепловых сетей котельных в связи с уточнением информации.

#### **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
			2022 г.
<b>Источники комбинированной выработки</b>			
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			
<b>Коммунально-отопительные котельные</b>			
1	Котельная № 4	Подгорная часть	2,422
2	Котельная № 5		1,051
3	Котельная № 6		1,620
4	Котельная № 8		0,437
5	Котельная № 10		0,854
6	Котельная № 12		0,084
7	Котельная № 13		0,074
8	Котельная № 14		3,159
9	Котельная № 17		1,252
10	Котельная № 18		0,935
11	Котельная № 24		0,090
12	Котельная № 25		0,283
13	Котельная № 27		0,228
14	Котельная № 29		0,710
15	Котельная № 31		0,594
16	Котельная № 3	мкрн. Иртышский	1,650
17	Котельная № 20		11,763
18	Котельная № 22	мкрн. Менделеево	14,196
19	Котельная № 16	район Юго-Восточный	0,068
20	Котельная № 15	ТО Левобережье	1,036
21	Котельная № 19		1,256
22	Котельная № 9	п. Сумкино	3,888
23	Котельная № 11		8,668
24	Котельная № 2		0,127
25	Котельная № 28	Пионерная база	0,313

## 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 241 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 01.01.2023 представлены в таблице 42.

Таблица 42

### Тепловые нагрузки потребителей города Тобольска в зонах действия источников тепловой энергии по состоянию на 01.01.2023

№ п/п	Наименование котельной	Присоединенная нагрузка в т. ч., Гкал/ч			
		Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС
1	Котельная № 2	0,127	0,113	0,000	0,014
2	Котельная № 3	1,650	1,539	0,000	0,111
3	Котельная № 4	2,422	2,272	0,000	0,150
4	Котельная № 5	1,051	1,045	0,000	0,006
5	Котельная № 6	1,620	1,544	0,000	0,076
6	Котельная № 8	0,437	0,273	0,130	0,034
7	Котельная № 9	3,888	3,450	0,052	0,385
8	Котельная № 10	0,854	0,783	0,000	0,071
9	Котельная № 11	8,668	5,486	0,230	2,952
10	Котельная № 12	0,084	0,084	0,000	0,000
11	Котельная № 13	0,074	0,070	0,000	0,004
12	Котельная № 14	3,159	2,555	0,000	0,604
13	Котельная № 15	1,036	0,960	0,000	0,076
14	Котельная № 16	0,068	0,058	0,000	0,010
15	Котельная № 17	1,252	1,209	0,000	0,042
16	Котельная № 18	0,935	0,851	0,000	0,084
17	Котельная № 19	1,256	1,225	0,000	0,031

№ п/п	Наименование котельной	Присоединенная нагрузка в т. ч., Гкал/ч			
		Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС
18	Котельная № 20	11,763	10,416	0,136	1,212
19	Котельная № 22	14,196	12,381	0,593	1,221
20	Котельная № 24	0,090	0,090	0,000	0,000
21	Котельная № 25	0,283	0,283	0,000	0,000
22	Котельная № 27	0,228	0,228	0,000	0,000
23	Котельная № 28	0,313	0,300	0,013	0,000
24	Котельная № 29	0,710	0,710	0,000	0,000
25	Котельная № 31	0,594	0,594	0,000	0,000
	<b>Итого по котельным</b>	<b>56,757</b>	<b>48,519</b>	<b>1,154</b>	<b>7,084</b>
26	Зона централизованного теплоснабжения от ООО «ЗапСибНефтехим»	331,252	264,697	9,090	57,465
	<b>ВСЕГО</b>	<b>388,010</b>	<b>313,216</b>	<b>10,244</b>	<b>64,549</b>

### 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 2019-2022 гг. отражен в таблице 43.

**Таблица 43**

#### Объем потребления тепловой энергии в городе Тобольске за 2019-2022 гг.

№ п/п	Наименование котельной	Выработка, тыс. Гкал				Отпуск в сеть, тыс. Гкал			
		2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		факт	факт	факт	факт	факт	факт	факт	факт
1	Котельная № 2	0,432	0,413	0,437	0,402	0,426	0,407	0,43	0,396
2	Котельная № 3	6,585	6,431	6,472	6,417	6,547	6,395	6,435	6,381
3	Котельная № 4	6,003	5,917	6,238	6,035	5,956	5,87	6,189	5,988
4	Котельная № 5	3,989	4,404	4,178	4,014	3,9	4,307	4,085	3,925
5	Котельная № 6	7,23	6,798	6,7	6,781	7,078	6,655	6,559	6,638
6	Котельная № 8	1,262	1,091	1,038	1,037	1,253	1,084	1,031	1,030
7	Котельная № 9	13,492	14,32	14,717	10,570	12,582	13,354	13,724	9,857
8	Котельная № 10	5,389	5,207	5,377	4,256	5,352	5,171	5,34	4,227
9	Котельная № 11	18,161	14,52	12,269	18,873	17,433	13,938	11,777	18,116
10	Котельная № 12	0,749	0,595	0,746	0,480	0,739	0,587	0,735	0,473
11	Котельная № 13	0,213	0,212	0,215	0,208	0,212	0,211	0,214	0,207
12	Котельная № 14	9,493	7,633	7,793	7,665	9,088	7,307	7,459	7,337
13	Котельная № 15	6,117	5,92	5,744	5,141	5,34	5,169	5,016	4,489
14	Котельная № 16	0,739	0,722	0,504	0,440	0,733	0,716	0,5	0,437

№ п/п	Наименование котельной	Выработка, тыс. Гкал				Отпуск в сеть, тыс. Гкал			
		2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		факт	факт	факт	факт	факт	факт	факт	факт
15	Котельная № 17	2,48	2,321	2,72	2,629	2,457	2,299	2,695	2,605
16	Котельная № 18	4,269	4,129	3,964	3,660	3,934	3,804	3,653	3,372
17	Котельная № 19	6,844	5,661	4,761	4,290	6,222	5,147	4,329	3,900
18	Котельная № 20	34,952	32,717	35,436	34,368	34,196	32,01	34,67	33,625
19	Котельная № 22	39,972	39,043	41,29	40,144	39,134	38,224	40,424	39,303
20	Котельная № 24	0,155	0,144	0,164	0,177	0,15	0,139	0,159	0,172
21	Котельная № 25	1,317	0,683	0,715	0,748	1,303	0,676	0,707	0,740
22	Котельная № 27	0,94	0,739	0,69	0,635	0,931	0,732	0,684	0,629
23	Котельная № 28	0,538	0,532	0,586	0,599	0,533	0,527	0,581	0,593
24	Котельная № 29	2,179	1,896	2,031	2,171	2,161	1,88	2,015	2,153
25	Котельная № 31	1,106	0,894	1,029	1,080	1,098	0,888	1,021	1,072
	<b>Итого по котельным</b>	<b>174,606</b>	<b>162,942</b>	<b>165,814</b>	<b>162,820</b>	<b>168,758</b>	<b>157,497</b>	<b>160,432</b>	<b>157,664</b>

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

Тобольская ТЭЦ работает круглогодично. В Нагорной части города Тобольска фактический отпуск тепловой энергии в отопительный период за 2022 г. составил 100% от годового отпуска тепловой энергии.

В районах, обеспечиваемых теплом от котельных, фактический отпуск тепловой энергии в отопительный период 2022 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
<b>Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс. Гкал</b>	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
<b>Отпуск тепловой энергии в сеть, тыс. Гкал</b>	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, 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./м<sup>2</sup> с периодом оплаты в течение 12 месяцев (0,2556 Гкал/год/м<sup>2</sup>).

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 <sup>2</sup> общей площади жилого или нежилого помещения в многоквартирном доме или жилого дома
<b>I. Многоквартирные дома или жилые дома до 1999 года постройки включительно</b>	
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
<b>II. Многоквартирные дома или жилые дома после 1999 года постройки</b>	
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 <sup>2</sup> 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**

<b>Этажность дома</b>	<b>Норматив потребления, Гкал в месяц на 1 м<sup>2</sup> общей площади жилого или нежилого помещения в многоквартирном доме или жилого дома</b>
<b>I. Многоквартирные дома или жилые дома до 1999 года постройки включительно</b>	
1 – 2-этажный	0,0291
3 – 4-этажный	0,0286
5-этажные	0,0285
9-этажные	0,0285
<b>II. Многоквартирные дома или жилые дома после 1999 года постройки</b>	
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 разработке схемы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения, связанные с технологическим подключением новых потребителей, переходом потребителей на индивидуальные источники теплоснабжения, а также переключением 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.

Таблица 48

## Тепловой баланс системы теплоснабжения города Тобольска

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
<b>Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,431	0,431	0,431	0,431
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,215	0,215	0,215	0,215
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	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
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	1,03	1,03	1,03	1,03
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,427	0,427	0,427	0,427
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,010	0,018	0,012	0,012
Потери в тепловых сетях в %	%	2,32	4,18	2,85	2,85
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,121	0,121	0,127	0,127
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,106	0,106	0,113	0,113
ГВС	Гкал/ч	0,015	0,014	0,014	0,014
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,296	0,288	0,287	0,287
Доля резерва	%	68,7	66,8	66,5	66,5
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
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,121	0,121	0,127	0,127
Зона действия источника тепловой мощности	га	0,4	0,4	0,4	0,4
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,30	0,30	0,32	0,32
<b>Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	5,245	5,245	5,245	5,245
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	1,720	1,720	1,720	1,720
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5,245	5,245	5,245	5,245

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,006	0,017	0,017	0,017
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,11	0,31	0,31	0,31
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,239	5,228	5,228	5,228
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,397	0,443	0,369	0,369
Потери в тепловых сетях в %	%	7,57	8,45	7,04	7,04
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,780	1,813	1,650	1,650
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,669	1,702	1,539	1,539
ГВС	Гкал/ч	0,111	0,111	0,111	0,111
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,062	2,972	3,209	3,209
Доля резерва	%	58,4	56,7	61,2	61,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,519	3,508	3,508	3,508
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,78	1,8133882	1,650	1,650
Зона действия источника тепловой мощности	га	9,7	9,7	9,7	9,70
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,18	0,19	0,17	0,17
<b>Котельная № 4, ул. Мира, 7б</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	6,019	6,019	6,019	6,019
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,150	2,150	2,150	2,150
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6,019	6,019	6,019	6,019
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0260	0,0791	0,0791	0,0791
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,43	1,31	1,31	1,31
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,993	5,940	5,940	5,940
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,112	0,039	0,129	0,129
Потери в тепловых сетях в %	%	1,86	0,65	2,14	2,14
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	2,376	2,546	2,422	2,422

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
отопление и вентиляция	Гкал/ч	2,231	2,396	2,272	2,272
ГВС	Гкал/ч	0,145	0,150	0,150	0,150
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,505	3,355	3,389	3,389
Доля резерва	%	58,2	55,7	56,3	56,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,843	3,790	3,790	3,790
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	2,376	2,546	2,422	2,422
Зона действия источника тепловой мощности	га	10,7	10,7	10,7	10,7
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,22	0,24	0,23	0,23
<b>Котельная № 5, ул. Ленина, 72а</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	4,299	4,299	4,299	4,299
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,150	2,150	2,150	2,150
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	4,299	4,299	4,299	4,299
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0300	0,0258	0,0258	0,0258
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,70	0,60	0,60	0,60
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	4,269	4,27324	4,273	4,273
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,326	0,276	0,229	0,229
Потери в тепловых сетях в %	%	7,58	6,42	5,34	5,34
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,109	1,155	1,051	1,051
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,097	1,149	1,045	1,045
ГВС	Гкал/ч	0,012	0,006	0,006	0,006
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	2,834	2,842	2,993	2,993
Доля резерва	%	65,9	66,1	69,6	69,6
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	2,119	2,123	2,123	2,123



Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,109	1,155	1,051	1,051
Зона действия источника тепловой мощности	га	5,6	5,6	5,6	5,6
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,20	0,21	0,19	0,19
<b>Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	6,019	6,019	6,019	6,019
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,58	2,580	2,580	2,580
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6,019	6,019	6,019	6,019
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,058	0,094	0,094	0,094
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,96	1,56	1,56	1,56
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,961	5,925	5,925	5,925
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,416	0,445	0,434	0,434
Потери в тепловых сетях в %	%	6,91	7,39	7,21	7,21
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,572	1,682	1,620	1,620
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,496	1,606	1,544	1,544
ГВС	Гкал/ч	0,076	0,076	0,076	0,076
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,973	3,798	3,871	3,871
Доля резерва	%	66,0	63,1	64,3	64,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,381	3,345	3,345	3,345
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,572	1,682	1,620	1,620
Зона действия источника тепловой мощности	га	11,0	11,0	11,0	11,0
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,14	0,15	0,15	0,15
<b>Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11</b>					

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,688	0,688	0,688	0,688
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,34	0,34	0,34	0,34
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,688	0,688	0,688	0,688
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0020	0,0007	0,0007	0,0007
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,29	0,10	0,10	0,10
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,686	0,687	0,687	0,687
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,011	0,005	0,013	0,013
Потери в тепловых сетях в %	%	1,60	0,73	1,85	1,85
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,445	0,510	0,437	0,437
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,411	0,475	0,403	0,403
ГВС	Гкал/ч	0,034	0,034	0,034	0,034
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,230	0,173	0,237	0,237
Доля резерва	%	33,4	25,1	34,5	34,5
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,346	0,347	0,347	0,347
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,346	0,347	0,347	0,347
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,8	1,8	1,8	1,8
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,25	0,28	0,24	0,24
<b>Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	6,019	6,019	6,019	6,019
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,58	2,58	2,58	2,58
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	6,02	6,02	6,02	6,02
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,12	0,06	0,06	0,06
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	1,99	1,00	1,00	1,00
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,90	5,96	5,96	5,96

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,516	0,508	0,147	0,147
Потери в тепловых сетях в %	%	8,57	8,44	2,44	2,44
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	4,115	3,877	3,888	3,887
отопление и вентиляция	Гкал/ч	3,736	3,492	3,502	3,502
ГВС	Гкал/ч	0,379	0,385	0,385	0,385
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,268	1,574	1,924	1,925
Доля резерва	%	21,1	26,1	32,0	32,0
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,319	3,379	3,379	3,379
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	3,319	3,379	3,379	3,379
Зона действия источника тепловой мощности	га	9,2	9,2	9,2	9,2
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,45	0,42	0,42	0,42
<b>Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	3,01	3,01	3,01	3,01
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	1,51	1,51	1,51	1,51
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	3,01	3,01	3,01	3,01
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,005	0,010	0,010	0,010
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,17	0,34	0,34	0,34
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	3,005	3,000	3,000	3,000
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,553	0,683	0,472	0,472
Потери в тепловых сетях в %	%	18,37	22,69	15,68	15,68
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,978	0,970	0,854	0,854
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,907	0,900	0,783	0,783
ГВС	Гкал/ч	0,071	0,071	0,071	0,071
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,474	1,346	1,674	1,674

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Доля резерва	%	49,0	44,7	55,6	55,6
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	1,495	1,490	1,490	1,490
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,978	0,970	0,854	0,854
Зона действия источника тепловой мощности	га	8,3	8,3	8,3	8,3
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,12	0,12	0,10	0,10
<b>Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	9,458	9,458	9,458	9,458
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	4,3	4,3	4,3	4,3
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	9,46	9,46	9,46	9,46
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,094	0,060	0,060	0,060
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,99	0,64	0,64	0,64
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	9,364	9,398	9,398	9,398
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,418	0,492	0,715	0,715
Потери в тепловых сетях в %	%	4,42	5,20	7,56	7,56
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	5,883	5,179	8,668	8,668
отопление и вентиляция	Гкал/ч	5,503	4,792	5,716	5,716
ГВС	Гкал/ч	0,380	0,387	2,952	2,952
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,063	3,727	0,015	0,015
Доля резерва	%	32,4	39,4	0,2	0,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	5,064	5,098	5,098	5,098
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	5,064	5,098	5,098	5,098
Зона действия источника тепловой мощности	га	8,9	8,9	8,9	8,9

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,66	0,58	0,97	0,97
<b>Котельная № 12, ул. Ленина, 90а</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,862	0,862	0,862	0,862
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,43	0,43	0,43	0,43
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,862	0,862	0,862	0,862
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,004	0,007	0,007	0,007
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,46	0,83	0,83	0,83
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,858	0,855	0,855	0,855
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,047	0,085	0,049	0,049
Потери в тепловых сетях в %	%	5,45	9,86	5,68	5,68
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,105	0,177	0,084	0,084
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,105	0,177	0,084	0,084
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,706	0,592	0,722	0,722
Доля резерва	%	81,9	68,7	83,7	83,7
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,428	0,425	0,425	0,425
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,105	0,177	0,084	0,084
Зона действия источника тепловой мощности	га	2,0	2,0	2,0	2,0
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,05	0,09	0,04	0,04
<b>Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,198	0,198	0,198	0,198
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,1	0,1	0,1	0,1
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,198	0,198	0,198	0,198

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,001	0,0018	0,0018	0,0018
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,51	0,91	0,91	0,91
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,197	0,196	0,196	0,196
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,003	0,004	0,003	0,003
Потери в тепловых сетях в %	%	1,52	2,02	1,52	1,52
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	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
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,070	0,070	0,070	0,070
ГВС	Гкал/ч	0,004	0,004	0,004	0,004
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,120	0,118	0,119	0,119
Доля резерва	%	60,7	59,8	60,3	60,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,097	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
Зона действия источника тепловой мощности	га	0,5	0,5	0,5	0,5
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,15	0,15	0,15	0,15
<b>Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	8,255	8,255	8,255	8,255
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,75	2,75	2,75	2,75
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	8,255	8,255	8,255	8,255
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,074	0,034	0,034	0,034
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,90	0,41	0,41	0,41
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	8,181	8,221	8,221	8,221
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,112	0,104	0,102	0,102
Потери в тепловых сетях в %	%	1,36	1,26	1,24	1,24
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	3,255	3,485	3,159	3,159

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
отопление и вентиляция	Гкал/ч	2,646	2,645	2,555	2,555
ГВС	Гкал/ч	0,609	0,841	0,604	0,604
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	4,814	4,632	4,960	4,960
Доля резерва	%	58,3	56,1	60,1	60,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	5,431	5,471	5,471	5,471
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	3,255	3,485	3,159	3,159
Зона действия источника тепловой мощности	га	15,3	15,3	15,3	15,3
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,21	0,23	0,21	0,21
<b>Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	5,159	5,159	5,159	5,159
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,58	2,58	2,58	2,58
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	5,159	5,159	5,159	5,159
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,077	0,336	0,336	0,336
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	1,49	6,51	6,51	6,51
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,082	4,823	4,823	4,823
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,261	0,438	0,303	0,303
Потери в тепловых сетях в %	%	5,06	8,49	5,87	5,87
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,423	1,150	1,036	1,036
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,336	1,074	0,960	0,960
ГВС	Гкал/ч	0,087	0,076	0,076	0,076
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,398	3,236	3,485	3,485
Доля резерва	%	65,9	62,7	67,5	67,5
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	2,502	2,243	2,243	2,243





Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2,752	2,752	2,752	2,752
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	1,38	1,38	1,38	1,38
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	2,752	2,752	2,752	2,752
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,18	0,18	0,18	0,18
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	2,75	2,75	2,75	2,75
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,02	0,08	0,047	0,047
Потери в тепловых сетях в %	%	0,55	3,02	1,71	1,71
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,306	1,349	1,252	1,252
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,260	1,305	1,209	1,209
ГВС	Гкал/ч	0,046	0,043	0,042	0,042
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,426	1,315	1,448	1,448
Доля резерва	%	51,8	47,8	52,6	52,6
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
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,306	1,349	1,252	1,252
Зона действия источника тепловой мощности	га	3,2	3,2	3,2	3,2
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,41	0,42	0,39	0,39
<b>Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	4,299	4,299	4,299	4,299
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,15	2,15	2,15	2,15
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	4,299	4,299	4,299	4,299
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,082	0,026	0,026	0,026
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	1,91	0,61	0,61	0,61
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	4,22	4,27	4,27	4,27

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,198	0,200	0,144	0,144
Потери в тепловых сетях в %	%	4,61	4,65	3,35	3,35
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,956	1,028	0,935	0,935
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,872	0,944	0,851	0,851
ГВС	Гкал/ч	0,084	0,084	0,084	0,084
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,064	3,045	3,194	3,194
Доля резерва	%	71,3	70,8	74,3	74,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	2,067	2,123	2,123	2,123
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,956	1,028	0,935	0,935
Зона действия источника тепловой мощности	га	6,0	6,0	6,0	6,0
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,16	0,17	0,16	0,16
<b>Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	3,869	4,729	4,729	4,729
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	3,01	3,01	3,01	3,01
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	3,869	4,729	4,729	4,729
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,130	0,087	0,087	0,087
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	3,36	1,84	1,84	1,84
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	3,74	4,64	4,64	4,64
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,210	0,192	0,132	0,132
Потери в тепловых сетях в %	%	5,43	4,06	2,79	2,79
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,764	1,331	1,256	1,256
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,731	1,300	1,225	1,225
ГВС	Гкал/ч	0,033	0,031	0,031	0,031
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,765	3,119	3,254	3,254

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Доля резерва	%	45,6	66,0	68,8	68,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,729	1,632	1,632	1,632
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,729	1,331	1,256	1,256
Зона действия источника тепловой мощности	га	3,5	3,5	3,5	3,5
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,50	0,38	0,36	0,36
<b>Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	17,197	17,197	17,197	17,197
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	3,44	3,44	3,44	3,44
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	17,197	17,197	17,197	17,197
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,145	0,182	0,182	0,182
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,84	1,06	1,06	1,06
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	17,052	17,015	17,015	17,015
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,816	0,699	0,820	0,820
Потери в тепловых сетях в %	%	4,75	4,06	4,77	4,77
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	11,685	11,769	11,763	11,763
отопление и вентиляция	Гкал/ч	10,515	10,541	10,551	10,551
ГВС	Гкал/ч	1,170	1,228	1,212	1,212
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	4,551	4,547	4,431	4,431
Доля резерва	%	26,5	26,4	25,8	25,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	13,612	13,575	13,575	13,575
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	11,685	11,769	11,763	11,763
Зона действия источника тепловой мощности	га	28,6	28,6	28,6	28,6

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,41	0,41	0,41	0,41
<b>Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	17,197	17,197	17,197	17,197
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	4,3	4,3	4,3	4,3
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	17,197	17,197	17,197	17,197
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,07	0,28	0,28	0,28
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,41	1,61	1,61	1,61
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	17,13	16,92	16,92	16,92
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,827	0,694	0,748	0,748
Потери в тепловых сетях в %	%	4,81	4,04	4,35	4,35
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	14,433	14,144	14,196	14,196
отопление и вентиляция	Гкал/ч	13,269	12,958	12,975	12,975
ГВС	Гкал/ч	1,164	1,186	1,221	1,221
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,867	2,082	1,976	1,976
Доля резерва	%	10,9	12,1	11,5	11,5
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	12,827	12,620	12,620	12,620
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	12,827	12,620	12,620	12,620
Зона действия источника тепловой мощности	га	35,5	35,5	35,5	35,5
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,41	0,40	0,40	0,40
<b>Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,16
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,08	0,08	0,08	0,08
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,16	0,16	0,16	0,16

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0020	0,0014	0,0014	0,0014
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	1,25	0,85	0,85	0,85
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,1580	0,1586	0,1586	0,1586
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,001	0,005	0,002	0,002
Потери в тепловых сетях в %	%	0,63	3,13	1,25	1,25
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,090	0,152	0,090	0,090
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,090	0,152	0,090	0,090
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,067	0,002	0,067	0,067
Доля резерва	%	42,1	1,0	41,7	41,7
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,078	0,079	0,079	0,079
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,078	0,079	0,079	0,079
Зона действия источника тепловой мощности	га	0,7	0,7	0,7	0,7
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,13	0,22	0,13	0,13
<b>Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,862	0,862	0,862	0,862
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,43	0,43	0,43	0,43
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,862	0,862	0,862	0,862
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,005	0,008	0,008	0,008
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,58	0,97	0,97	0,97
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,857	0,854	0,854	0,854
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,002	0,011	0,008	0,008
Потери в тепловых сетях в %	%	0,23	1,28	0,93	0,93
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,283	0,355	0,283	0,283

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,283	0,355	0,283	0,283
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,572	0,487	0,563	0,563
Доля резерва	%	66,3	56,5	65,3	65,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,427	0,424	0,424	0,424
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,283	0,355	0,283	0,283
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,2	1,2	1,2	1,2
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,24	0,30	0,24	0,24
<b>Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,724	1,724	1,724	1,724
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,86	0,86	0,86	0,86
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,724	1,724	1,724	1,724
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0030	0,0058	0,0058	0,0058
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,17	0,33	0,33	0,33
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	1,721	1,718	1,718	1,718
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,042	0,037	0,031	0,031
Потери в тепловых сетях в %	%	2,44	2,15	1,80	1,80
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,288	0,249	0,228	0,228
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,288	0,249	0,228	0,228
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,391	1,433	1,459	1,459
Доля резерва	%	80,7	83,1	84,6	84,6
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,861	0,858	0,858	0,858

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,288	0,249	0,228	0,228
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,9	1,9	1,9	1,9
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,15	0,13	0,12	0,12
<b>Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,771	1,771	1,771	1,771
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,54	0,54	0,54	0,54
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,771	1,771	1,771	1,771
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0020	0,0097	0,0097	0,0097
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,11	0,55	0,55	0,55
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	1,769	1,761	1,761	1,761
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,041	0,013	0,037	0,037
Потери в тепловых сетях в %	%	2,32	0,73	2,09	2,09
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,439	0,385	0,313	0,313
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,313	0,385	0,313	0,313
ГВС	Гкал/ч	0,127	0,000	0,000	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,289	1,363	1,411	1,411
Доля резерва	%	72,8	77,0	79,7	79,7
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	1,229	1,221	1,221	1,221
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,439	0,385	0,313	0,313
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,3	1,3	1,3	1,3
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,34	0,30	0,24	0,24
<b>Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в</b>					

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	1,032	1,032	1,032	1,032
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,52	0,52	0,52	0,52
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	1,032	1,032	1,032	1,032
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,004	0,004	0,004	0,0041
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,39	0,40	0,40	0,40
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	1,028	1,028	1,028	1,028
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,106	0,109	0,104	0,104
Потери в тепловых сетях в %	%	10,27	10,56	10,08	10,08
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,020	0,710	0,710	0,710
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,019	0,710	0,710	0,710
ГВС	Гкал/ч	0,001	0,000	0,000	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,902	0,209	0,214	0,214
Доля резерва	%	87,5	20,2	20,7	20,7
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
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,020	0,508	0,508	0,508
Зона действия источника тепловой мощности	га	2,9	2,9	2,9	2,9
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,01	0,24	0,24	0,24
<b>Котельная № 31, ул. Ленина, 266</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	0,86	0,86	0,86	0,86
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	0,43	0,43	0,43	0,43
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	0,86	0,86	0,86	0,86
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,002	0,006	0,006	0,006
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,23	0,74	0,74	0,74
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,858	0,854	0,854	0,854



Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,013	0,058	0,000	0,000
Потери в тепловых сетях в %	%	1,51	6,74	0,00	0,00
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,594	0,666	0,594	0,594
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,594	0,666	0,594	0,594
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,251	0,129	0,260	0,260
Доля резерва	%	29,2	15,0	30,2	30,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,428	0,424	0,424	0,424
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,428	0,424	0,424	0,424
Зона действия источника тепловой мощности	га	1,2	1,2	1,2	1,2
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,50	0,56	0,50	0,50
<b>ИТОГО</b>					
<b>Итого муниципальные котельные город Тобольск</b>					
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	107,729	108,589	108,589	108,589
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	107,729	108,589	108,589	108,589
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,952	1,345	1,345	1,345
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	106,777	107,244	107,244	107,244
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	5,501	5,702	5,094	5,094
Потери в тепловых сетях в %	%	5,11	5,25	4,69	4,69
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	55,273	54,950	56,757	56,757
отопление и вентиляция	Гкал/ч	50,707	50,212	49,673	49,673
ГВС	Гкал/ч	4,565	4,738	7,084	7,084
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	46,003	46,592	45,393	45,393

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	66,142	66,609	66,609	66,609
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	46,003	46,592	45,393	45,393
Зона действия источника тепловой мощности	га	174,000	174,000	174,000	174,00
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,318	0,316	0,326	0,33
<b>Тобольская ТЭЦ</b>				<b>69,384</b>	
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2223	2223	2223	2223
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	303,3	303,3	303,3	303,3
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	0	0	0	0
Располагаемая тепловая мощность в паре	Гкал/ч	1428	1428	1428	1428
Располагаемая тепловая мощность горячая вода	Гкал/ч	795	795	795	795
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	73,00	86,80	85,10	76,96
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	3,28	3,90	3,83	3,46
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	2150,00	2136,20	2137,90	2146,04
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	18,788	15,809	15,809	15,809
Потери в тепловых сетях в %	%	2,36	1,99	1,99	1,99
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,688	0,688	0,688	0,688
Присоединенная тепловая нагрузка внешних абонентов в горячей воде, всего, в том числе:	Гкал/ч	435,064	450,544	400,636	407,178
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде (АО «СУЭНКО»)	Гкал/ч	365,680	381,160	331,252	337,794
отопление и вентиляция	Гкал/ч	305,6232	317,994	273,787	278,575
ГВС	Гкал/ч	60,0572	63,166	57,465	59,219
Присоединенная нагрузка на отопление, вентиляцию, ГВС промышленность в паре	Гкал/ч	2,11	2,11	2,11	2,11
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	265,350	239,052	290,653	292,259
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	Гкал/ч	265,350	239,052	290,653	292,259
Доля резерва	%	33,4	30,1	36,6	36,8

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	418,700	404,903	406,596	414,744
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	418,700	404,903	400,636	407,178
Зона действия источника тепловой мощности	га	951,9	951,9	951,9	951,9
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,38	0,40	0,35	0,35

**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 <sup>2</sup>	
			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 <sup>2</sup>	
			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 <sup>2</sup>		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 <sup>2</sup>			
	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 <sup>2</sup>		Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (факт), кгс/см <sup>2</sup>	
	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 <sup>2</sup>		Гидравлические режимы тепловых сетей от источника, (факт), кгс/см <sup>2</sup>	
	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 разработке схемы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года 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 м<sup>3</sup>/Гкал, расход воды – 30,16 тыс. м<sup>3</sup> на 2022 г. (табл. 54)<sup>7</sup>.

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 <sup>3</sup> /Гкал	0,38	0,34	0,18
2	Расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	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.

Проектная производительность ХВО подпитки теплосетей Тобольской ТЭЦ составляет 1320 т\ч. Оборудование, входящее в установку, представлено в таблице 55.

Таблица 55

#### Состав ХВО

Наименование оборудования	Количество	Техническая характеристика
РН-буферный фильтр	6	Производительность – 350 м <sup>3</sup> /ч
Фильтр сульфугольный	27	Производительность – 91 м <sup>3</sup> /ч
Бак декарбонизованной воды (БДВ)	2	Объем – 400 м <sup>3</sup>
Насос водопроводной воды (НВВ)	2	Производительность – 1250 м <sup>3</sup> /ч
Насос декарбонизованной воды (НВВ)	2	Производительность – 1250 м <sup>3</sup> /ч
Мерник кислоты	2	Объем – 6,3 м <sup>3</sup>
Мерник щелочи	2	Объем – 1,0 м <sup>3</sup>
Насос-дозатор кислоты	4	Производительность – 100 л/ч
Насос-дозатор щелочи	2	Производительность – 100 л/ч

<sup>7</sup> Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 16.12.2021 № 42

Таблица 56

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

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
<b>Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	0,25	0,25	0,25	0,25
Срок службы	лет	15	16	17	18
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	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
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	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
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,006	0,006	0,006	0,006
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,006	0,006	0,006	0,006
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	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
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,114	0,114	0,114	0,114
Доля резерва	%	45,8	45,8	45,7	45,7
<b>Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	3,995	3,995	3,995	3,995
Срок службы	лет	6	7	8	9
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	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	2,091	2,094	2,079	2,079
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,515	0,516	0,511	0,511
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,464	0,464	0,464	0,464
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,515	0,516	0,511	0,511
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,515	0,516	0,511	0,511

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,430	0,430	0,430	0,430
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	2,071	2,074	2,059	2,059
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	3,050	3,049	3,054	3,054
Доля резерва	%	76,3	76,3	76,4	76,4
<b>Котельная № 4, ул. Мира,7б</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	3,277	3,277	3,277	3,277
Срок службы	лет	11	12	13	14
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	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	1,122	1,137	1,126	1,126
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,265	0,270	0,266	0,266
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,197	0,197	0,197	0,197
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,265	0,270	0,266	0,266
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,265	0,270	0,266	0,266
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,260	0,260	0,260	0,260
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,110	1,125	1,114	1,114
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,752	2,747	2,751	2,751
Доля резерва	%	84,0	83,8	83,9	83,9
<b>Котельная № 5, ул. Ленина,72а</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	2,057	2,057	2,057	2,057
Срок службы	лет	6	7	8	9
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,004	0,004	0,004	0,004



Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,719	0,723	0,714	0,714
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,204	0,205	0,202	0,202
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,172	0,172	0,172	0,172
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,204	0,205	0,202	0,202
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,204	0,205	0,202	0,202
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,080	0,080	0,080	0,080
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,715	0,720	0,710	0,710
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,773	1,772	1,775	1,775
Доля резерва	%	86,2	86,1	86,3	86,3
<b>Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	1,596	1,596	1,596	1,596
Срок службы	лет	11	12	13	14
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	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	2,044	2,054	2,049	2,049
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,449	0,452	0,450	0,450
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,404	0,404	0,404	0,404
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,449	0,452	0,450	0,450
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,449	0,452	0,450	0,450
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,560	0,560	0,560	0,560
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	2,019	2,028	2,023	2,023
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,587	0,584	0,586	0,586
Доля резерва	%	36,8	36,6	36,7	36,7

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
<b>Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	1,784	1,784	1,784	1,784
Срок службы	лет	15	16	17	18
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	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	0,088	0,081	0,081
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,027	0,029	0,027	0,027
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,014	0,014	0,014	0,014
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,027	0,029	0,027	0,027
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,027	0,029	0,027	0,027
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,082	0,088	0,081	0,081
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,757	1,755	1,757	1,757
Доля резерва	%	98,5	98,4	98,5	98,5
<b>Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	1,121	1,121	1,121	1,121
Срок службы	лет	3	4	5	6
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,387	1,366	1,367	1,367
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,453	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
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,453	0,447	0,447	0,447
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,453	0,447	0,447	0,447
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	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

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,387	1,366	1,367	1,367
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,667	0,674	0,674	0,674
Доля резерва	%	59,5	60,1	60,1	60,1
<b>Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	2,716	2,716	2,716	2,716
Срок службы	лет	16	17	1	2
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	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	0,798	0,797	0,787	0,787
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,237	0,237	0,234	0,234
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,209	0,209	0,209	0,209
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,237	0,237	0,234	0,234
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,237	0,237	0,234	0,234
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,06	0,06	0,06	0,06
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,795	0,794	0,784	0,784
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,419	2,419	2,422	2,422
Доля резерва	%	89,1	89,1	89,2	89,2
<b>Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	1,76	1,76	1,76	1,76
Срок службы	лет	3	4	5	6
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,861	1,799	2,105	2,105
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,609	0,588	0,688	0,688
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,440	0,440	0,440	0,440
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,609	0,588	0,688	0,688

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,609	0,588	0,688	0,688
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,002	0,002	0,002	0,002
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,863	1,801	2,107	2,107
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,150	1,170	1,070	1,070
Доля резерва	%	65,3	66,5	60,8	60,8
<b>Котельная № 12, ул. Ленина, 90а</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	0,169	0,169	0,169	0,169
Срок службы	лет	15	16	17	18
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	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	0,054	0,060	0,052	0,052
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,017	0,019	0,016	0,016
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,014	0,014	0,014	0,014
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,017	0,019	0,016	0,016
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,017	0,019	0,016	0,016
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,001	0,001	0,001	0,001
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,054	0,060	0,052	0,052
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,151	0,148	0,151	0,151
Доля резерва	%	89,1	87,8	89,4	89,4
<b>Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	0,016	0,016	0,016	0,016
Срок службы	лет	11	12	13	14
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,001	0,001	0,001	0,001

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
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
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	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
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,003
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,003
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	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
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-
<b>Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	7,439	7,439	7,439	7,439
Срок службы	лет	11	12	13	14
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,3	0,3	0,3	0,3
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,998	3,018	2,990	2,990
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,586	0,593	0,584	0,584
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,493	0,493	0,493	0,493
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,586	0,593	0,584	0,584
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,586	0,593	0,584	0,584
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	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
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	2,952	2,972	2,944	2,944
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	5,849	5,842	5,851	5,851
Доля резерва	%	78,6	78,5	78,7	78,7

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
<b>Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	4,388	4,388	4,388	4,388
Срок службы	лет	19	20	21	22
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	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	1,121	1,097	1,087	1,087
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,175	0,167	0,164	0,164
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,134	0,134	0,134	0,134
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,175	0,167	0,164	0,164
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,175	0,167	0,164	0,164
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,489	0,489	0,489	0,489
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,099	1,075	1,065	1,065
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	3,725	3,732	3,736	3,736
Доля резерва	%	84,9	85,1	85,1	85,1
<b>Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 1б</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-
Срок службы	лет	17	18	19	20
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,563	0,554	0,553	0,553
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,141	0,138	0,138	0,138
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,136	0,136	0,136	0,136
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,141	0,138	0,138	0,138
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,141	0,138	0,138	0,138
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,109	0,109	0,109	0,109

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,558	0,549	0,548	0,548
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-
<b>Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	7,732	7,732	7,732	7,732
Срок службы	лет	11	12	13	14
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	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	0,228	0,232	0,223	0,223
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,075	0,076	0,073	0,073
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,037	0,037	0,037	0,037
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,075	0,076	0,073	0,073
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,075	0,076	0,073	0,073
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,228	0,232	0,223	0,223
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	7,657	7,656	7,659	7,659
Доля резерва	%	99,036	99,020	99,056	99,056
<b>Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	3,3	3,3	3,3	3,3
Срок службы	лет	11	12	13	14
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	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	1,803	1,809	1,801	1,801
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,301	0,303	0,301	0,301

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,274	0,274	0,274	0,274
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,301	0,303	0,301	0,301
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,301	0,303	0,301	0,301
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,735	0,735	0,735	0,735
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,769	1,776	1,767	1,767
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,264	2,262	2,264	2,264
Доля резерва	%	68,6	68,5	68,6	68,6
<b>Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	2,716	2,716	2,716	2,716
Срок службы	лет	19	1	2	3
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,942	0,904	0,897	0,897
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,223	0,210	0,208	0,208
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,172	0,172	0,172	0,172
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,223	0,210	0,208	0,208
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,223	0,210	0,208	0,208
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,217	0,217	0,217	0,217
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,932	0,894	0,887	0,887
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,276	2,289	2,291	2,291
Доля резерва	%	83,8	84,3	84,3	84,3
<b>Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	30,355	30,355	30,355	30,355
Срок службы	лет	6	7	8	9
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	1	1	1	1



Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	3,122	3,129	3,129	3,129
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,021	1,023	1,023	1,023
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,686	0,686	0,686	0,686
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,021	1,023	1,023	1,023
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,021	1,023	1,023	1,023
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,002	0,002	0,002	0,002
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	3,124	3,131	3,131	3,131
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	29,332	29,330	29,330	29,330
Доля резерва	%	96,6	96,6	96,6	96,6
<b>Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	39,683	39,683	39,683	39,683
Срок службы	лет	13	14	15	16
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	1	1	1	1
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	20,697	20,671	20,676	20,676
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,852	1,844	1,845	1,845
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	1,438	1,438	1,438	1,438
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,852	1,844	1,845	1,845
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,852	1,844	1,845	1,845
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	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
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	20,120	20,095	20,099	20,099
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	25,304	25,312	25,310	25,310
Доля резерва	%	63,8	63,8	63,8	63,8
<b>Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а</b>					

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Производительность ВПУ	т/ч	0,013	0,013	0,013	0,013
Срок службы	лет	3	4	5	6
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	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	0,010	0,016	0,010	0,010
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,003	0,005	0,003	0,003
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,001	0,001	0,001	0,001
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,003	0,005	0,003	0,003
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,003	0,005	0,003	0,003
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,010	0,016	0,010	0,010
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,010	0,008	0,010	0,010
Доля резерва	%	73,7	60,0	73,6	73,6
<b>Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	5,131	5,131	5,131	5,131
Срок службы	лет	16	17	18	19
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	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	0,040	0,046	0,040	0,040
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,013	0,015	0,013	0,013
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,005	0,005	0,005	0,005
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,013	0,015	0,013	0,013
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,013	0,015	0,013	0,013
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,040	0,046	0,040	0,040
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	5,118	5,116	5,118	5,118
Доля резерва	%	99,7	99,7	99,7	99,7
<b>Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	0,47	0,47	0,47	0,47
Срок службы	лет	11	12	13	14
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,118	0,114	0,112	0,112
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,038	0,037	0,036	0,036
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,029	0,029	0,029	0,029
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,038	0,037	0,036	0,036
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,038	0,037	0,036	0,036
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,002	0,002	0,002	0,002
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,118	0,114	0,112	0,112
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,430	0,431	0,432	0,432
Доля резерва	%	91,5	91,8	91,9	91,9
<b>Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-
Срок службы	лет	19	20	21	22
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	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	0,087	0,082	0,076	0,076
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,027	0,026	0,024	0,024
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,015	0,015	0,015	0,015
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,027	0,026	0,024	0,024

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,027	0,026	0,024	0,024
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,003	0,003	0,003	0,003
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,087	0,082	0,076	0,076
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-
<b>Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	0,234	0,234	0,234	0,234
Срок службы	лет	11	12	13	14
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	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	0,179	0,239	0,239	0,239
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,058	0,078	0,078	0,078
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,058	0,058	0,058	0,058
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,058	0,078	0,078	0,078
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,058	0,078	0,078	0,078
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,179	0,239	0,239	0,239
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,176	0,156	0,156	0,156
Доля резерва	%	75,0	66,6	66,6	66,6
<b>Котельная № 31, ул. Ленина, 26б</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	0,1	0,1	0,1	0,1
Срок службы	лет	16	17	18	19
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,002	0,002	0,002	0,002

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,066	0,072	0,066	0,066
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,021	0,024	0,021	0,021
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,004	0,004	0,004	0,004
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,021	0,024	0,021	0,021
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,021	0,024	0,021	0,021
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,066	0,072	0,066	0,066
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,078	0,076	0,078	0,078
Доля резерва	%	78,5	76,4	78,5	78,5
<b>Итого город Тобольск</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	120,302	120,302	120,302	120,302
Нагрузка (отопление и вентиляция, ГВС)	Гкал/ч	55,273	54,950	56,758	56,757
Объем системы ТС в отопительный период	м <sup>3</sup>	2984,47	2980,70	3001,85	3001,84
Объем сетей	м <sup>3</sup>	2337,78	2337,78	2337,78	2337,78
Увеличение объема сети	м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Объем системы потребителей	м <sup>3</sup>	646,70	642,92	664,07	664,06
Объем системы ТС в неоперативный период	м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Среднегодовой объем сетей	м <sup>3</sup>	1888,80	1886,41	1899,80	1899,79
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	23	23	23	23
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	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	42,351	42,323	42,481	42,481
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	7,319	7,310	7,362	7,362
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	5,733	5,733	5,733	5,733
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	7,319	7,310	7,362	7,362
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	7,319	7,310	7,362	7,362

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
		факт	факт	факт	оценка
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	16,644	16,644	16,644	16,644
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	41,590	41,561	41,720	41,720
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	96,339	96,348	96,296	96,296
Доля резерва	%	80,1	80,1	80,0	80,0
<b>Тобольская ТЭЦ</b>					
Производительность ВПУ	т/ч	3	1320	1320	1320
Среднегодовой объем сетей	м <sup>3</sup>	25074,1	25188,7	24819,1	24867,6
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	297,14	298,50	294,12	294,70
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	97,17	97,61	96,18	96,37
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	86,67	86,67	86,67	86,67
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	97	98	96	96
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	97,166	97,610	96,178	96,366
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	297,144	298,502	294,123	294,697
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	-94,17	1222,39	1223,82	1223,63
Доля резерва	%	-	92,6	92,7	92,7

### 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 57

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

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<b>Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,031	0,031	0,032	0,032
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,031	0,031	0,032	0,032
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,613	0,613	0,613	0,613
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,0038	0,0038	0,0039	0,0039
<b>Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	2,910	2,915	2,889	2,889
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	2,910	2,915	2,889	2,889
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	2,049	2,049	2,049	2,049
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,409	0,410	0,407	0,407
<b>Котельная № 4, ул. Мира, 76</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	1,497	1,525	1,505	1,505
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	1,497	1,525	1,505	1,505
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,983	0,983	0,983	0,983
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,202	0,205	0,203	0,203
<b>Котельная № 5, ул. Ленина, 72а</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	1,152	1,159	1,142	1,142
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	1,152	1,159	1,142	1,142
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,735	0,735	0,735	0,735
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,160	0,161	0,159	0,159
<b>Котельная № 6, ул. 2-я Вокзальная, 22</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	2,536	2,554	2,544	2,544
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	2,536	2,554	2,544	2,544
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	2,153	2,153	2,153	2,153
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,357	0,359	0,358	0,358
<b>Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,151	0,162	0,150	0,150
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,151	0,162	0,150	0,150
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,006	0,006	0,006	0,006

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,019	0,0204	0,0191	0,0191
<b>Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	2,563	2,524	2,526	2,526
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	2,563	2,524	2,526	2,526
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,176	0,176	0,176	0,176
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,346	0,342	0,342	0,342
<b>Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	1,341	1,340	1,321	1,321
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	1,341	1,340	1,321	1,321
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,3	0,3	0,300	0,300
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,188	0,188	0,186	0,186
<b>Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	3,439	3,325	3,891	3,891
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	3,439	3,325	3,891	3,891
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,034	0,034	0,034	0,034
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,462	0,449	0,511	0,511
<b>Котельная № 12, ул. Ленина, 90а</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,096	0,108	0,093	0,093
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,096	0,108	0,093	0,093
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,020	0,020	0,020	0,020
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,013	0,015	0,013	0,013
<b>Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,016	0,016	0,016	0,016
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,016	0,016	0,016	0,016
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	1,4	1,4	1,356	1,356
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019
<b>Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	3,315	3,352	3,299	3,299
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	3,315	3,352	3,299	3,299
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	4,6	4,6	4,629	4,629
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,459	0,463	0,458	0,458
<b>Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,988	0,944	0,925	0,925
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,988	0,944	0,925	0,925
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	1,7	1,7	1,750	1,750
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,134	0,129	0,127	0,127



Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<b>Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,798	0,781	0,780	0,780
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,798	0,781	0,780	0,780
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,1	0,1	0,116	0,116
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,114	0,112	0,112	0,112
<b>Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,421	0,428	0,413	0,413
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,421	0,428	0,413	0,413
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,4	0,4	0,445	0,445
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,053	0,054	0,052	0,052
<b>Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	1,702	1,713	1,698	1,698
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	1,702	1,713	1,698	1,698
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	3,8	3,8	3,834	3,834
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,240	0,241	0,240	0,240
<b>Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	1,259	1,189	1,177	1,177
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	1,259	1,189	1,177	1,177
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	1,3	1,3	1,283	1,283
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,171	0,164	0,162	0,162
<b>Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в,</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	5,769	5,782	5,782	5,782
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	5,769	5,782	5,782	5,782
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,2	0,2	0,183	0,183
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,764	0,766	0,765	0,765
<b>Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50,</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	10,467	10,420	10,428	10,428
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	10,467	10,420	10,428	10,428
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	62,4	62,4	62,417	62,417
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	1,426	1,421	1,422	1,422
<b>Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а,</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,019	0,029	0,019	0,019
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,019	0,029	0,019	0,019
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,002	0,003	0,002	0,002
<b>Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а,</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,074	0,086	0,074	0,074

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,074	0,086	0,074	0,074
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,001	0,001
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,009	0,010	0,009	0,009
<b>Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в,</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,213	0,207	0,203	0,203
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,213	0,207	0,203	0,203
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,01	0,01	0,007	0,007
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,029	0,028	0,028	0,028
<b>Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3,</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,155	0,146	0,134	0,134
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,155	0,146	0,134	0,134
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,00	0,00	0,00	0,00
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,020	0,019	0,018	0,018
<b>Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в,</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,330	0,442	0,442	0,442
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,330	0,442	0,442	0,442
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,048	0,060	0,060	0,060
<b>Котельная № 31, ул. Ленина, 26б,</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,121	0,133	0,121	0,121
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,121	0,133	0,121	0,121
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,014	0,015	0,014	0,014
<b>Тобольская ТЭЦ</b>					
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	549,122	551,632	543,539	544,600
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	549,122	551,632	543,539	544,600
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	77,099	77,371	76,495	76,610

Фактический отпуск теплоносителя ООО «ЗапСибНефтехим» за 2021 г. с учётом воды на горячее водоснабжение составил 1 145 тыс. м<sup>3</sup>.<sup>8</sup>

Объём воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках источника тепловой энергии ООО «ЗапСибНефтехим» города Тобольска на 2021-2023 гг. представлен в таблице 57<sup>9</sup>.

<sup>8</sup> По данным от ООО «ЗапСибНефтехим»

<sup>9</sup> Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 30.06.2021 № 18

Таблица 58

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

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

**Описание изменений в балансах водоподготовительных установок для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации этих установок, введенных в эксплуатацию в период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения в части объемов сетей и систем потребления.

## 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)<sup>10</sup>.

Таблица 59

#### 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 2022 г. составил 1 208 373 тыс. м<sup>3</sup> (табл. 59).

Таблица 60

#### Топливо-энергетический баланс

Показатель	Ед. изм.	2020 г. факт	2021 г. факт	2022 г. факт	2023 г. план
Натуральное топливо					
Природный газ	тыс. м <sup>3</sup>	1 127 781	1 315 238	1 208 373	1 277 894
Мазут	т	14 448	190	15 721	0
Этан-пропановая фракция (ЭПФ)	т	189 212	81 820	156 434	0
Метан-водородная фракция (МВФ)	т	19 940	73 144	48 079	0
Калорийность					
Природный газ	ккал/тыс. м <sup>3</sup>	8 075	8 091	8 104	8 050
Мазут	ккал/кг	9 731	9 739	9 731	0
Этан-пропановая фракция (ЭПФ)	ккал/кг	10 792	10 579	10 968	0
Метан-водородная фракция (МВФ)	ккал/кг	11 790	11 522	12 399	0

#### 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

<sup>10</sup> Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 30.06.2021 № 18

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 61

**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/нм<sup>3</sup>.

**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)<sup>11</sup>.

Таблица 62

#### 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 2019-2022 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 63

#### Объемы потребления основного топлива котельными Тобольского филиала АО «СУЭНКО» за 2019-2022 гг.

Наименование источника	Расход газа, тыс. м <sup>3</sup>			
	2019 г. факт	2020 г. факт	2021 г. факт	2022 г. факт
Котельная № 2	59,89	57,24	60,51	55,66
Котельная № 3	898,48	877,52	882,42	875,29
Котельная № 4	822,79	810,87	854,4	826,856
Котельная № 5	547,01	603,96	572,52	550,324
Котельная № 6	990,96	931,7	917,63	928,996
Котельная № 8	174,47	150,91	143,37	143,388
Котельная № 9	1 858,58	1 973,38	2 025,19	1455,077
Котельная № 10	744,15	719,07	742,09	587,518
Котельная № 11	2 523,76	2 017,73	1 702,44	2620,911
Котельная № 12	101,42	80,58	100,86	64,935
Котельная № 13	29,02	28,85	29,25	28,334
Котельная № 14	1 307,76	1 051,44	1 072,69	1055,473
Котельная № 15	831,41	804,58	780,34	698,493
Котельная № 16	104,59	104,32	72,82	63,624
Котельная № 17	345,92	323,71	379,15	366,564
Котельная № 18	585,86	566,62	543,62	502,062

<sup>11</sup> Источник: Протокол заседания Тарифной комиссии от 16.12.2021 № 42

Наименование источника	Расход газа, тыс. м <sup>3</sup>			
	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
	факт	факт	факт	факт
Котельная № 19	943,34	780,27	655,85	591,068
Котельная № 20	4 796,54	4 490,49	4 858,36	4710,724
Котельная № 22	5 499,51	5 372,70	5 675,21	5515,689
Котельная № 24	22,87	21,28	24,25	26,172
Котельная № 25	189,55	94,64	98,97	103,587
Котельная № 27	131,42	103,27	96,45	88,692
Котельная № 28	75,85	74,96	82,52	84,355
Котельная № 29	302,19	260,63	279,1	298,375
Котельная № 31	144,08	122,5	140,78	147,837
<b>Итого по Тобольску</b>	<b>24 031,42</b>	<b>22 423,22</b>	<b>22 790,79</b>	<b>22 390,00</b>

### 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 64

#### 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, 3б	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. 1б	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, 1б	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», утв. 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 65

**Нормативы создания запасов аварийного топлива котельными города Тобольска**

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
1.1	Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
		ННЗТ		т н.т.	-	0,000	0,000	0,000	0,000
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.2	Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	<b>0,011</b>	<b>0,007</b>	<b>0,007</b>	<b>0,007</b>
		ННЗТ		т н.т.	-	0,011	0,007	0,007	0,007
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.3	Котельная № 4, ул. Мира,7б	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	<b>0,010</b>	<b>0,009</b>	<b>0,006</b>	<b>0,006</b>	<b>0,006</b>
		ННЗТ		т н.т.	0,010	0,009	0,006	0,006	0,006
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.4	Котельная № 5, ул. Ленина,72а	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	<b>0,007</b>	<b>0,006</b>	<b>0,007</b>	<b>0,007</b>	<b>0,007</b>
		ННЗТ		т н.т.	0,007	0,006	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.	<b>0,015</b>	<b>0,013</b>	<b>0,010</b>	<b>0,010</b>	<b>0,010</b>
		ННЗТ		т н.т.	0,015	0,013	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.	-	<b>0,013</b>	<b>0,012</b>	<b>0,012</b>	<b>0,012</b>
		ННЗТ		т н.т.	-	0,013	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.	-	<b>0,021</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
		ННЗТ		т н.т.	-	0,021	0,000	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.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		ОНЗТ	дизельное топливо	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.	<b>0,016</b>	<b>0,015</b>	<b>0,015</b>	<b>0,015</b>	<b>0,015</b>
		ННЗТ		т н.т.	0,016	0,015	0,015	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.	<b>0,004</b>	<b>0,004</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
		ННЗТ		т н.т.	0,004	0,004	0,000	0,000	0,000
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.16	Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	<b>0,008</b>	<b>0,007</b>	<b>0,002</b>	<b>0,002</b>	<b>0,002</b>
		ННЗТ		т н.т.	0,008	0,007	0,002	0,002	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.	<b>0,036</b>	<b>0,035</b>	<b>0,019</b>	<b>0,019</b>	<b>0,019</b>
		ННЗТ		т н.т.	0,036	0,035	0,019	0,019	0,019
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.19	Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	<b>0,046</b>	<b>0,048</b>	<b>0,027</b>	<b>0,027</b>	<b>0,027</b>
		ННЗТ		т н.т.	0,046	0,048	0,027	0,027	0,027
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.20	Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а	ОНЗТ		т н.т.	-	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
		ННЗТ	дизельное топливо	т н.т.	-	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.	-	<b>0,001</b>	<b>0,002</b>	<b>0,002</b>	<b>0,002</b>
		ННЗТ		т н.т.	-	0,001	0,002	0,002	0,002
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
1.22	Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в	ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	<b>0,004</b>	<b>0,003</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>
		ННЗТ		т н.т.	0,004	0,003	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.	<b>0,002</b>	<b>0,002</b>	<b>0,004</b>	<b>0,004</b>	<b>0,004</b>
		ННЗТ		т н.т.	0,002	0,002	0,004	0,004	0,004
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-
<b>Итого по котельным города Тобольска</b>		ОНЗТ	дизельное топливо	т н.т.	<b>0,146</b>	<b>0,141</b>	<b>0,111</b>	<b>0,111</b>	<b>0,111</b>
		ННЗТ		т н.т.	<b>0,146</b>	<b>0,141</b>	<b>0,111</b>	<b>0,111</b>	<b>0,111</b>
		НЭЗТ		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 2022 г. – 1,153 (калорийность – 8 110 ккал/м<sup>3</sup>).

Низшая теплота сгорания природного газа представлена в таблице 65<sup>12</sup>.

Таблица 66

#### Низшая теплота сгорания природного газа

Месяц	Низшая теплота сгорания, ккал/м <sup>3</sup>			
	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Январь	8069	8075	8068	8078
Февраль	8074	8066	8071	8075
Март	8064	8068	8082	8078
Апрель	8096	8071	8095	8092
Май	8068	8065	8097	8118
Июнь	8084	8068	8112	8197
Июль	8046	8040	8076	8186
Август	8097	8046	8110	8150
Сентябрь	8087	8088	8112	8081
Октябрь	8101	8100	8099	8102
Ноябрь	8078	8103	8081	8097
Декабрь	8068	8080	8105	8063
<b>Среднее за год</b>	<b>8078</b>	<b>8073</b>	<b>8092</b>	<b>8110</b>

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 8110 ккал/м<sup>3</sup>.

### 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.

<sup>12</sup> 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 разработке схемы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года 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 оснащённостью 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.

### 1.9.1 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Сведения представлены в Приложении к схеме теплоснабжения.

### 1.9.2 Частота отключений потребителей

Сведения представлены в Приложении к схеме теплоснабжения.

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

Сведения представлены в Приложении к схеме теплоснабжения.

### 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 Российской Федерации 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 67**

#### **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 68**

#### **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 разработке 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 Российской Федерации от 05.07.2013 № 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования».

Техничко-экономические показатели АО «СУЭНКО» в зоне деятельности города Тобольска за 2018 – 2021 гг. представлены в таблице 68.

**Таблица 69**

#### Техничко-экономические показатели АО «СУЭНКО» в зоне деятельности города Тобольска

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	АО «СУЭНКО»				
			2021 г.	2023 г.	2022 г.	2023 г.	2023 г.
			факт	план	утв. Деп.	утв. Деп.	корр. Деп.
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего	тыс. Гкал	1 024,964	1 003,430	984,063	1 030,991	964,930
2	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии от котельных, всего	тыс. Гкал	160,432	170,374	169,791	186,537	170,374
3	Отпуск тепловой энергии из тепловых сетей	тыс. Гкал	823,018	802,848	782,799	830,409	764,348
4	Потери тепловой энергии	тыс. Гкал	201,946	200,582	201,264	200,582	200,582
	то же в %	%	19,70	19,99	20,45	19,46	20,79
5	Потери тепловой энергии котельные	тыс. Гкал	42,022	42,022	42,022	42,022	42,022
	то же в %	%	26,19	24,66	24,75	22,53	24,66
6	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	388 005,08	395 987,58	376 563,10	384 892,01	395 984,26
7	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	242 713,55	227 527,66	218 800,51	155 906,31	220 003,62
8	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	741 723,56	849 021,47	772 090,93	832 667,54	857 938,30
9	Прибыль	тыс. руб.	80 473,73	93 538,90	72 524,80	1 010,57	92 743,17
10	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс. руб.	35 531,62	40 018,92	37 618,33	33 870,13	39 538,70
11	ИТОГО необходимая валовая выручка	тыс. руб.	1 487 822,31	1 690 339,61	1 547 767,20	1 408 346,56	1 648 288,27

## 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 разработки 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 70

#### Тарифы на тепловую энергию для потребителей АО «СУЭНКО» в 2017 - 2021 гг.

Период вступления тарифа	Тариф руб./Гкал	Рост к предыдущему периоду, %
<b>Тобольский филиал АО «СУЭНКО» (для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения)</b>		
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	
с 01.01.2022 по 30.06.2022	1 949,38	103,39
с 01.07.2022 по 31.12.2022	2 015,53	
с 01.01.2023 по 31.12.2023	2 156,46	106,99
<b>Тобольский филиал АО «СУЭНКО» (население)</b>		
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	
с 01.01.2022 по 30.06.2022	2 339,26	103,39
с 01.07.2022 по 31.12.2022	2 418,64	
с 01.01.2023 по 31.12.2023	2 587,75	106,99

Таблица 71

#### Тарифы на тепловую энергию для потребителей ООО «ЗапСибНефтехим» в 2017 - 2025 гг.

Период вступления тарифа	Тариф руб./Гкал	Рост к предыдущему периоду, %
<b>ООО «ЗапСибНефтехим» (вода)</b>		
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	

Период вступления тарифа	Тариф руб./Гкал	Рост к предыдущему периоду, %
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 разработки 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	Показатели	АО "СУЭНКО"					Структура себестоимости, %				
		Предложено предприятием		Утверждено ДТиЦП ТО		Принято Департаментом в целях корректировки на 2023 год	Предложено предприятием		Утверждено ДТиЦП ТО		Принято Департаментом в целях корректировки на 2023 год
		2021 год факт	2023 год предложено предприятием	2022 год	2023 год		2021 год факт	2023 год предложено предприятием	2022 год	2023 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>I</b>	<b>Операционные (подконтрольные) расходы</b>	<b>388005,08</b>	<b>395987,58</b>	<b>376563,1</b>	<b>384892,01</b>	<b>395984,26</b>	<b>26,1</b>	<b>23,4</b>	<b>24,3</b>	<b>27,3</b>	<b>24,0</b>
<b>II</b>	<b>Неподконтрольные расходы</b>	<b>242713,55</b>	<b>204142,93</b>	<b>200669,31</b>	<b>155653,67</b>	<b>196817,83</b>	<b>16,3</b>	<b>12,1</b>	<b>13,0</b>	<b>11,1</b>	<b>11,9</b>
<b>1</b>	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	1233,31	2629,94	5254,86	1611,5	2949,15	0,1	0,2	0,3	0,1	0,2
11	в т.ч. Услуги по передаче ООО ТСК	466,60	0,00	1102,04	25007,63	0,00	0,0	0,0	0,1	1,8	0,0
<b>2</b>	Арендная плата	51120,57	23661,3	23757,69	0,00	23661,3	3,4	1,4	1,5	0,0	1,4
<b>3</b>	Концессионная плата	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>4</b>	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	5319,37	11864,43	3218,28	2116,68	11719,98	0,4	0,7	0,2	0,2	0,7
41	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	64,09	79,06	70,33	114,49	64,09	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
42	расходы на обязательное страхование	105,35	143,69	14,22		14,22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>страхование ОПО</i>	14,22	14,22	14,22		14,22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>ОСАГО, прочие</i>	91,13	129,47	0,00		0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
43	иные расходы	5149,93	11641,67	3133,73	1825,84	11641,67	0,3	0,7	0,2	0,1	0,7
	<i>налог на имущество</i>	5127,18	11625,46	3117,06		11625,46	0,3	0,7	0,2	0,0	0,7
	<i>транспортный налог, госпошлина</i>	22,75	16,21	16,67		16,21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>5</b>	Отчисления на социальные нужды	51531,52	59539,32	56605,34	57490,3	59505,92	3,5	3,5	3,7	4,1	3,6
<b>6</b>	Расходы по сомнительным долгам	20135,02	22520,87	20617,75	17546,49	22520,86	1,4	1,3	1,3	1,2	1,4
<b>7</b>	Амортизация основных средств и нематериальных активов	101662,16	75520,25	84415,58	23260,07	75520,25	6,8	4,5	5,5	1,7	4,6
<b>8</b>	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	10559,65	8406,82	6799,8	28621	940,37	0,7	0,5	0,4	2,0	0,1
	<i>услуги банка</i>						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>выплаты по кредитам</i>	10559,65	8406,82			940,37	0,7	0,5	0,0	0,0	0,1
<b>9</b>	Расходы концессионера на осуществление государственного кадастрового учета и (или) государственной регистрации права собственности концедента	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>10</b>	<b>ИТОГО</b>	<b>242713,55</b>	<b>204142,93</b>	<b>200669,31</b>	<b>155653,67</b>	<b>196817,83</b>	<b>16,3</b>	<b>12,1</b>	<b>13,0</b>	<b>11,1</b>	<b>11,9</b>
11	Налог на прибыль	0,00	23384,73	18131,2	252,64	23185,79	0,0	1,4	1,2	0,0	1,4
<b>12</b>	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>13</b>	<b>Итого неподконтрольных расходов</b>	<b>242713,55</b>	<b>227527,66</b>	<b>218800,51</b>	<b>155906,31</b>	<b>220003,62</b>	<b>16,3</b>	<b>13,5</b>	<b>14,1</b>	<b>11,1</b>	<b>13,3</b>
<b>III</b>	<b>Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя</b>	<b>741723,56</b>	<b>849021,47</b>	<b>772090,93</b>	<b>832667,54</b>	<b>857938,3</b>	<b>49,9</b>	<b>50,2</b>	<b>49,9</b>	<b>59,1</b>	<b>52,1</b>
<b>1</b>	Расходы на топливо	109459,5	133566,98	117798,39	132235,41	133178,76	7,4	7,9	7,6	9,4	8,1
	природный газ	107540,83	131597,09			131208,87	7,2	7,8	0,0	0,0	8,0
	запасы топлива	1918,67	1969,89			1969,89	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1
<b>2</b>	Расходы на электрическую энергию	176009,46	179052,48	162161,53	163678,66	172194,98	11,8	10,6	10,5	11,6	10,4
<b>3</b>	Расходы на тепловую энергию	435400,51	489415,41	448293,77	497451,34	493196,55	29,3	29,0	29,0	35,3	29,9
<b>4</b>	Расходы на холодную воду	6003,22	4247,7	2743,35	1799,27	3531,57	0,4	0,3	0,2	0,1	0,2
<b>5</b>	Расходы на теплоноситель	14850,87	42738,9	41093,89	37502,86	55836,44	1,0	2,5	2,7	2,7	3,4
<b>IV</b>	<b>Прибыль</b>	<b>80473,73</b>	<b>93538,9</b>	<b>72524,8</b>	<b>1010,57</b>	<b>92743,17</b>	<b>5,4</b>	<b>5,5</b>	<b>4,7</b>	<b>0,1</b>	<b>5,6</b>
IV.1	Нормативная прибыль	4,20%	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

№ п/п	Показатели	АО "СУЭНКО"					Структура себестоимости, %				
		Предложено предприятием		Утверждено ДТиЦП ТО		Принято Департаментом в целях корректировки на 2023 год	Предложено предприятием		Утверждено ДТиЦП ТО		Принято Департаментом в целях корректировки на 2023 год
		2021 год факт	2023 год предложено предприятием	2022 год	2023 год		2021 год факт	2023 год предложено предприятием	2022 год	2023 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Расходы, не учитываемые в целях налогообложения:	78805,74	93538,9	72524,8	1010,57	92743,17	5,3	5,5	4,7	0,1	5,6
	- прибыль, направленная на инвестиции	0,00	91525,07	72000	0,00	91525,07	0,0	5,4	4,7	0,0	5,6
	- денежные выплаты социального характера (по Коллективному договору)	1667,99	2013,83	524,80	1010,57	1218,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1
	- расходы на погашение и обслуживание заемных средств, привлекаемых на реализацию мероприятий инвестиционной программы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IV.2	<b>Расчетная предпринимательская прибыль</b>	<b>35531,62</b>	<b>40018,92</b>	<b>37618,33</b>	<b>33870,13</b>	<b>39538,7</b>	<b>2,4</b>	<b>2,4</b>	<b>2,4</b>	<b>2,4</b>	<b>2,4</b>
V	Результаты деятельности организации за 2016 год	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
VI	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	0,00	2233,47	7230,92	0,00	1373,5	0,0	0,1	0,5	0,0	0,1
	<i>выпадающие за 2016-2018 гг</i>	64815,84	2233,47	7230,92	0,00	1373,5	4,4	0,1	0,5	0,0	0,1
VII	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	-458,89	82011,6	58867,15	0,00	45130,62	0,0	4,9	3,8	0,0	2,7
					0,00		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>корректировка НВВ по результатам 2017 года</i>	39486,63	0,00		0,00		2,7	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>корректировка НВВ по результатам 2018 года</i>		0,00	34215,54	0,00		0,0	0,0	2,2	0,0	0,0
	<i>корректировка НВВ по результатам 2019 года</i>	-39945,52	0,00		0,00		-2,7	0,0	0,0	0,0	0,0
	<i>корректировка НВВ по результатам 2020 года</i>		44458,59	24651,61	0,00	44458,59	0,0	2,6	1,6	0,0	2,7
	<i>корректировка НВВ по результатам 2021 года</i>		11349,17	0,00	0,00	672,03	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0
	<i>Выпадающие операционные расходы за 2021 год (агентское)</i>		26203,84		0		0,0	1,6	0,0	0,0	0,0
VIII	Корректировка необходимой валовой выручки с учетом степени исполнения регулируемой организацией обязательств по созданию и (или) реконструкции объекта концессионного соглашения или по реализации инвестиционной программы в случае недостижения регулируемой организацией плановых значений показателей надежности объектов теплоснабжения	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IX	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	-166,3	0,0	4071,46	0,00	-4423,9	0,0	0,0	0,3	0,0	-0,3
X	Корректировка, подлежащая учету в НВВ и учитывающая отклонение фактических показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных плановых (расчетных) показателей и отклонение сроков реализации программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных сроков реализации такой программы	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
XI	<b>Валовая выручка</b>	<b>1487822,3</b>	<b>1690339,61</b>	<b>1547767,2</b>	<b>1408346,6</b>	<b>1648288,27</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>



## Структура тарифов на производство и передачу тепловой энергии ООО «ЗапСибНефтехим», установленных для потребителей города Тобольска

№ п/п	Наименование показателя	ООО «ЗапСибНефтехим»					Структура себестоимости, %				
		Представлено организацией		Утверждено Департаментом в тарифе		Принято Департаментом в целях корректировки долгосрочных тарифов на 2023 год	Представлено организацией		Утверждено Департаментом в тарифе		Принято Департаментом в целях корректировки долгосрочных тарифов на 2023 год
		2021 год факт	2023 год	2022 год	2023 год		2021 год факт	2023 год	2022 год	2023 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>11</b>	<b>ИТОГО базовый уровень операционных расходов</b>	<b>228365,72</b>	<b>23093,58</b>	<b>22516,03</b>	<b>23058,94</b>	<b>23592,86</b>	<b>36,14</b>	<b>2,86</b>	<b>14,79</b>	<b>15,20</b>	<b>13,73</b>
<b>II</b>	<b>Неподконтрольные расходы</b>	<b>265327,41</b>	<b>611247,24</b>	<b>5023,63</b>	<b>5057,43</b>	<b>6021,91</b>	<b>41,99</b>	<b>75,83</b>	<b>3,30</b>	<b>3,33</b>	<b>3,51</b>
1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Арендная плата	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Концессионная плата	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	869,43	1167,94	233,78	231,54	69,24	0,14	0,14	0,15	0,15	0,04
4.1.	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2.	расходы на обязательное страхование	0,00	0,19	0,18	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.4.	иные расходы (налог на имущество, земельный налог)	869,43	1167,75	233,60	231,36	69,24	0,14	0,14	0,15	0,15	0,04
5	Отчисления на социальные нужды	13500,37	3600,16	3542,43	3627,85	3711,85	2,14	0,45	2,33	2,39	2,16
	то же, %	28,35%	30,42%	30,70%	30,70%	30,70%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Расходы по сомнительным долгам	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	250957,60	606479,15	1247,42	1198,04	2240,82	39,71	75,24	0,82	0,79	1,30
8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>9</b>	<b>ИТОГО</b>	<b>265327,41</b>	<b>611247,24</b>	<b>5023,63</b>	<b>5057,43</b>	<b>6021,91</b>	<b>41,99</b>	<b>75,83</b>	<b>3,30</b>	<b>3,33</b>	<b>3,51</b>
10	Налог на прибыль			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>12</b>	<b>Итого неподконтрольных расходов</b>	<b>265327,41</b>	<b>611247,24</b>	<b>5023,63</b>	<b>5057,43</b>	<b>6021,91</b>	<b>41,99</b>	<b>75,83</b>	<b>3,30</b>	<b>3,33</b>	<b>3,51</b>
<b>III</b>	<b>Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя</b>	<b>108163,70</b>	<b>133378,29</b>	<b>112894,41</b>	<b>120383,21</b>	<b>131075,03</b>	<b>17,12</b>	<b>16,55</b>	<b>74,14</b>	<b>79,35</b>	<b>76,30</b>
1	Расходы на топливо						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Расходы на электрическую энергию	3313,39	3622,59	1428,86	1447,88	1512,24	0,52	0,45	0,94	0,95	0,88
3	Расходы на тепловую энергию	101678,70	126198,21	111465,56	118935,33	129562,79	16,09	15,66	73,20	78,40	75,42
	в паре			24957,09	37808,46	30179,86	0,00	0,00	16,39	24,92	17,57
	в горячей воде			86508,47	81126,87	99382,93	0,00	0,00	56,81	53,47	57,85
4	Расходы на холодную воду	72,43					0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Расходы на теплоноситель	3099,18	3557,50				0,49	0,44	0,00	0,00	0,00
IV	Прибыль	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
V	Предпринимательская прибыль	30092,84	38385,96	1448,43	1478,21	1556,35	4,76	4,76	0,95	0,97	0,91
VI	Результаты деятельности до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
VII	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	0,00	0,00	10384,73	1734,73	9551,12	0,00	0,00	6,82	1,14	5,56
	по факту 2019			5434,73	1734,73	0,00	0,00	0,00	3,57	1,14	0,00
	по факту 2020			4950,00	0,00	6991,12	0,00	0,00	3,25	0,00	4,07

№ п/п	Наименование показателя	ООО «ЗапСибНефтехим»					Структура себестоимости, %				
		Представлено организацией		Утверждено Департаментом в тарифе		Принято Департаментом в целях корректировки долгосрочных тарифов на 2023 год	Представлено организацией		Утверждено Департаментом в тарифе		Принято Департаментом в целях корректировки долгосрочных тарифов на 2023 год
		2021 год факт	2023 год	2022 год	2023 год		2021 год факт	2023 год	2022 год	2023 год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	по факту 2021			0,00	0,00	2560,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,49
VIII	Корректировка с учетом надежности и качества реализуемых товаров (оказываемых услуг), подлежащая учету в НВВ	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IX	Корректировка НВВ в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
X	Корректировка, подлежащая учету в НВВ и учитывающая отклонение фактических показателей энерго- сбережения и повышения энергетической эффективности от установленных плановых (расчетных) показателей и отклонение сроков реализации программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных сроков реализации такой программы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
XI	<b>ИТОГО необходимая валовая выручка</b>	<b>631949,67</b>	<b>806105,07</b>	<b>152267,22</b>	<b>151712,53</b>	<b>171797,27</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

### **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, утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808.

На момент разработки 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 разработки 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 разработки 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 разработке схемы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года 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.

Также 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 разработке Схемы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения технических и технологических проблем в системах теплоснабжения города Тобольска в части выявления низкой эффективности котельных.

## Глава 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 74

#### Сведения об объеме потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения АО «СУЭНКО» города Тобольска

Показатели	АО "СУЭНКО"				Принято Департаментом в целях корректировки на 2023 год
	Предложено предприятием		Утверждено ДТиЦП ТО		
	2021 год факт	2023 год предложено предприятием	2022 год	2023 год	
<b>Полезный отпуск тепловой энергии за год, всего, тыс. Гкал</b>	823,018	802,848	782,799	830,409	764,348
в том числе:					
население			569,508	559,806	576,371
бюджет			115,150	121,172	109,794
собственное потребление организации			2,073	0,000	2,091
прочие			96,068	149,431	76,092
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии, всего, тыс. Гкал	1024,964	1003,43	984,063	1030,991	964,930
Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии от котельных, всего, тыс. Гкал	160,432	170,374	169,791	186,537	170,374
Потери тепловой энергии, тыс. Гкал	201,946	200,582	201,264	200,582	200,582
Потери тепловой энергии котельные, тыс.Гкал	42,022	42,022	42,022	42,022	42,022
<b>Объем покупки теплоносителя, тыс.куб.м</b>	270,94	726,19	726,188	0,000	726,19
<b>Объем приобретаемой тепловой энергии, тыс.Гкал</b>	844,930	833,060	814,734	849,585	794,556

Таблица 75

#### 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	0,127	0,113	0,000	0,014
2	Котельная № 3	1,650	1,539	0,000	0,111
3	Котельная № 4	2,422	2,272	0,000	0,150
4	Котельная № 5	1,051	1,045	0,000	0,006
5	Котельная № 6	1,620	1,544	0,000	0,076
6	Котельная № 8	0,437	0,273	0,130	0,034
7	Котельная № 9	3,888	3,450	0,052	0,385

№ п/п	Наименование котельной	Присоединенная нагрузка в т. ч., Гкал/ч			
		Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС
8	Котельная № 10	0,854	0,783	0,000	0,071
9	Котельная № 11	8,668	5,486	0,230	2,952
10	Котельная № 12	0,084	0,084	0,000	0,000
11	Котельная № 13	0,074	0,070	0,000	0,004
12	Котельная № 14	3,159	2,555	0,000	0,604
13	Котельная № 15	1,036	0,960	0,000	0,076
14	Котельная № 16	0,068	0,058	0,000	0,010
15	Котельная № 17	1,252	1,209	0,000	0,042
16	Котельная № 18	0,935	0,851	0,000	0,084
17	Котельная № 19	1,256	1,225	0,000	0,031
18	Котельная № 20	11,763	10,416	0,136	1,212
19	Котельная № 22	14,196	12,381	0,593	1,221
20	Котельная № 24	0,090	0,090	0,000	0,000
21	Котельная № 25	0,283	0,283	0,000	0,000
22	Котельная № 27	0,228	0,228	0,000	0,000
23	Котельная № 28	0,313	0,300	0,013	0,000
24	Котельная № 29	0,710	0,710	0,000	0,000
25	Котельная № 31	0,594	0,594	0,000	0,000
	<b>Итого по котельным</b>	<b>56,757</b>	<b>48,519</b>	<b>1,154</b>	<b>7,084</b>
26	Зона централизованного теплоснабжения от ООО «ЗапСибНефтехим»	331,252	264,697	9,090	57,465
	<b>ВСЕГО</b>	<b>388,010</b>	<b>313,216</b>	<b>10,244</b>	<b>64,549</b>

## 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.

На перспективу до 2040 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).

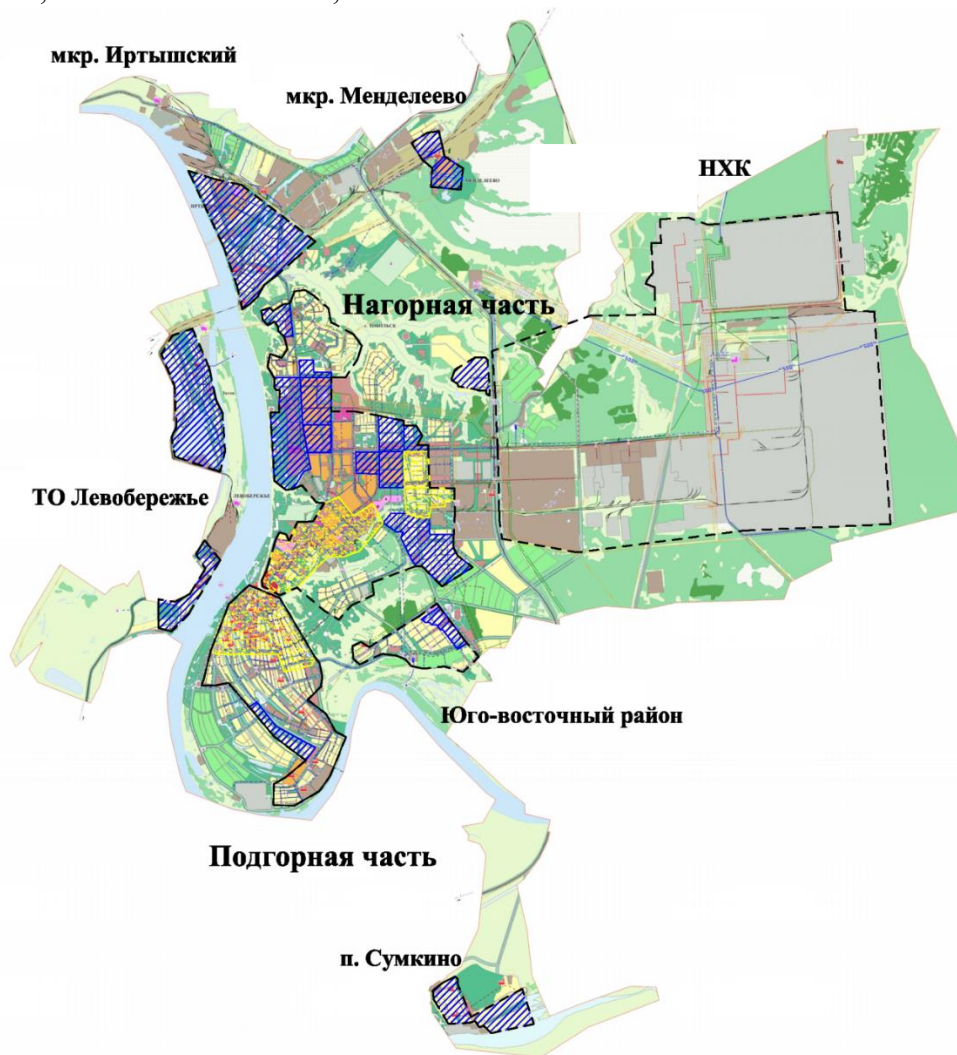
Отдельно выделен район Пионерной базы, расположенный в промышленно-коммунальной зоне между мкрн. Иртышский и мкрн. Менделеево.

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)**

Таблица 76

**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 <sup>2</sup>	Период ввода объектов	Номер постановления об утверждении проекта планировки	Площадь на расчетный срок по утв. Проекту планировок, тыс. м <sup>2</sup>	Место расположения
<b>Нагорная часть</b>	<b>МКД, жилые дома</b>	<b>809,1</b>	<b>2014-2028 гг., за пределами расчетного срока</b>	<b>-</b>	<b>501,74</b>	
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 <sup>2</sup>	Период ввода объектов	Номер постановления об утверждении проекта планировки	Площадь на расчетный срок по утв. Проекту планировок, тыс. м <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	Период ввода объектов	Номер постановления об утверждении проекта планировки	Площадь на расчетный срок по утв. Проекту планировок, тыс. м <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	Период ввода объектов	Номер постановления об утверждении проекта планировки	Площадь на расчетный срок по утв. Проекту планировок, тыс. м <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup>	Период ввода объектов	Номер постановления об утверждении проекта планировки	Площадь на расчетный срок по утв. Проекту планировок, тыс. м <sup>2</sup>	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
<b>Подгорная часть</b>						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	
<b>мкрн. Иртышский</b>						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 <sup>2</sup>	Период ввода объектов	Номер постановления об утверждении проекта планировки	Площадь на расчетный срок по утв. Проекту планировок, тыс. м <sup>2</sup>	Место расположения
				изменений от 01.03.2019 № 411		
<b>мкрн. Менделеево</b>						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.		-	
<b>Район Юго-Восточный</b>						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
<b>п. Сумкино</b>						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
<b>Район Пионерной базы</b>	Общественные	-	-	Не утвержден	-	-
<b>Восточный промышленный район</b>	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 разработки 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 и выше 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 разработки Схемы выданы разрешения на строительство или утверждены проекты планировок, перспективный объем ввода жилья составит более 2 млн м<sup>2</sup> (или ежегодно 135 тыс. м<sup>2</sup>). 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 (2040 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 2023-2026 гг. представлен в таблице 76.

**Таблица 77**

**Перечень перспективных потребителей на период 2023-2026 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	-	0,119	2026
2	Многоэтажный жилой дом с нежилыми помещениями ГП-3	ул. Семена Ремезова, уч. 187	0,787	0,02	0,301	1,108	2023
3	Многоэтажный жилой дом с нежилыми помещениями ГП-4	ул. Семена Ремезова, уч. 187	0,787	0,02	0,301	1,108	2023
4	Жилой комплекс, Парковый" в 6 мкрн. г. Тобольска, ГП-1 (3-й этап строительства)	6 мкр., уч. 110	0,612	-	0,366	0,978	2023
5	Многоквартирный жилой дом	15 мкр., уч. 16	1,458	-	0,646	2,104	2023
6	Строительство спортивного комплекса "Центр гимнастики" г. Тобольск	7а мкр., уч. 45	0,2	0,313	0,05	0,563	2023
7	Ресторан быстрого питания "Макдональдс"	мкр. 10	0,3	0,008	0,03	0,338	2023
8	Жилые дома с нежилыми помещениями г. Тобольск, Зона Вузов	Зона Вузов, уч. 7	1,998	-	0,997	2,995	2024
9	Многофункциональный комплекс в Тобольске, в границах улиц Рощинский переулок и улица Первомайская. 1 этап строительства - Торговый центр. 2 этап строительства - Гостиница	пер. Рощинский, 63	0,118	-	0,06	0,178	2023
			0,097	0,071	0,123	0,291	2025
10	Магазин «Пятерочка»	15 микрорайон	0,079	0,086	-	0,165	4 кв. 2023

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположение объекта	Qот, Гкал/ч	Qвент, Гкал/ч	Qгвс, Гкал/ч	Qобщ, Гкал/ч	Срок подключения по договору
11	«Магазин»	Тюменская область, 15 микрорайон, земельный участок 12а.	0,058	-	-	0,058	2024
12	"Среднеэтажный жилой дом с нежилыми помещениями"	ул. Октябрьская, участок №58	0,096	0,082	0,046	0,224	2025
13	«Объект культурного наследия регионального значения «Дом Неводчикова»	ул. Хохрякова, участок 10	0,2	-	-	0,2	2025
14	"Для индивидуального жилищного строительства"	г.Тобольск, ул.Кирова, участок №16	0,015	-	-	0,015	2024
15	"Для индивидуального жилищного строительства"	г.Тобольск, улица Декабристов, участок №24	0,015	-	-	0,015	2024
16	"Для строительства нового жилого дома"	г.Тобольск, переулок 1-й Луговой, 13	0,015	-	-	0,015	2024
17	"Для индивидуальной жилой застройки"	г.Тобольск, микрорайон Защитино, улица Монтажников, земельный участок 7	0,015	-	-	0,015	2024
18	"Для индивидуального жилищного строительства"	г.Тобольск, ул.Горького, участок №27, кадастровый номер 72:24:0603009:387	0,015	-	-	0,015	2024
19	"Для индивидуального жилищного строительства"	г.Тобольск, улица Слесарная, участок 24	0,015	-	-	0,015	2024
20	"Под блок гаражей"	г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №110в, участок №1	0,015	-	-	0,015	2024
21	"Под гараж"	г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №113б, блок 9, участок №130	0,015	-	-	0,015	2024
22	"Под гараж"	г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №113б, блок 9, участок №131	0,015	-	-	0,015	2024
23	"Гаражи индивидуального транспорта"	г.Тобольск, улица Семена Ремезова	0,015	-	-	0,015	2024
24	"Под гараж"	г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №113б, блок 9, участок №129	0,015	-	-	0,015	2024
25	"Дополнительный земельный участок для содержания и эксплуатации здания и подсобных помещений"	г.Тобольск, 7 микрорайон, 17, с кадастровым номером 72:24:0304005:23	0,015	-	-	0,015	2024
26	"Под магазин(Теремок)"	г.Тобольск, мкр. 4-й, участок №2а	0,015	-	-	0,015	2024
27	"Под незавершенное строительство нежилое строение(гараж)"	г.Тобольск, ул.Хохрякова, №28, строение 1,	0,015	-	-	0,015	2024

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположение объекта	Qот, Гкал/ч	Qвент, Гкал/ч	Qгвс, Гкал/ч	Qобщ, Гкал/ч	Срок подключения по договору
		кадастровый номер 72:24:0603015:33					
28	"Здравоохранение"	г.Тобольск, переулок Сибирский, участок 5а, с кадастровым номером 72:24:0305015:147	0,015	-	-	0,015	2024
29	"Под нежилые строения(АБК, котельная, производственный корпус)"	г.Тобольск, ул.Первомайская, №20а,20б,20в	0,015	-	-	0,015	2024
30	"Для общественно-деловой застройки"	г.Тобольск, ул.Знаменского,4	0,015	-	-	0,015	2024
31	"Административно-деловой центр"	г.Тобольск, ул.Семена Ремезова, 124	0,12	-	-	0,12	2024
32	"Для жилищного строительства"	г.Тобольск, Зона ВУЗов 2б	0,150	-	-	0,15	2024
33	"Объект торгового назначения"	г.Тобольск, ул. Ремезова, 150а	0,500	-	-	0,5	2024
<b>Итого</b>			<b>7,913</b>	<b>0,621</b>	<b>2,92</b>	<b>11,454</b>	-

### **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, утв. 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 в 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 разработке 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 Российской Федерации от 30.06.2012 № 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 Российской Федерации от 30.06.2012 № 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 <sup>2</sup>	Гкал/ч/1000 м <sup>2</sup>
<b>Для зданий строительства после 2015 г.</b>		
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 79

**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 <sup>2</sup> /чел.	Вт/м <sup>2</sup>	Вт/чел.	Гкал/ч/1000 м <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup> /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 2040 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 Главы 6 настоящей Схемы теплоснабжения.

Прогноз прироста тепловых нагрузок по городу Тобольску сформирован на основе прогноза перспективной застройки на период до 2040 г. и данных о выданных технических условиях на подключение к сетям теплоснабжения представлен в табл. 76.

В соответствии с изменением объемов перспективных приростов прогнозная величина полезного отпуска подлежит ежегодной актуализации.

#### **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/см<sup>2</sup>.

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/м<sup>2</sup>.

### **Описание изменений показателей существующего и перспективного потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения в части прогноза численности населения и прироста строительных фондов, а также в части прогноза приростов тепловой энергии.

## Глава 3 Электронная модель системы теплоснабжения муниципального образования

### 3.1 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.

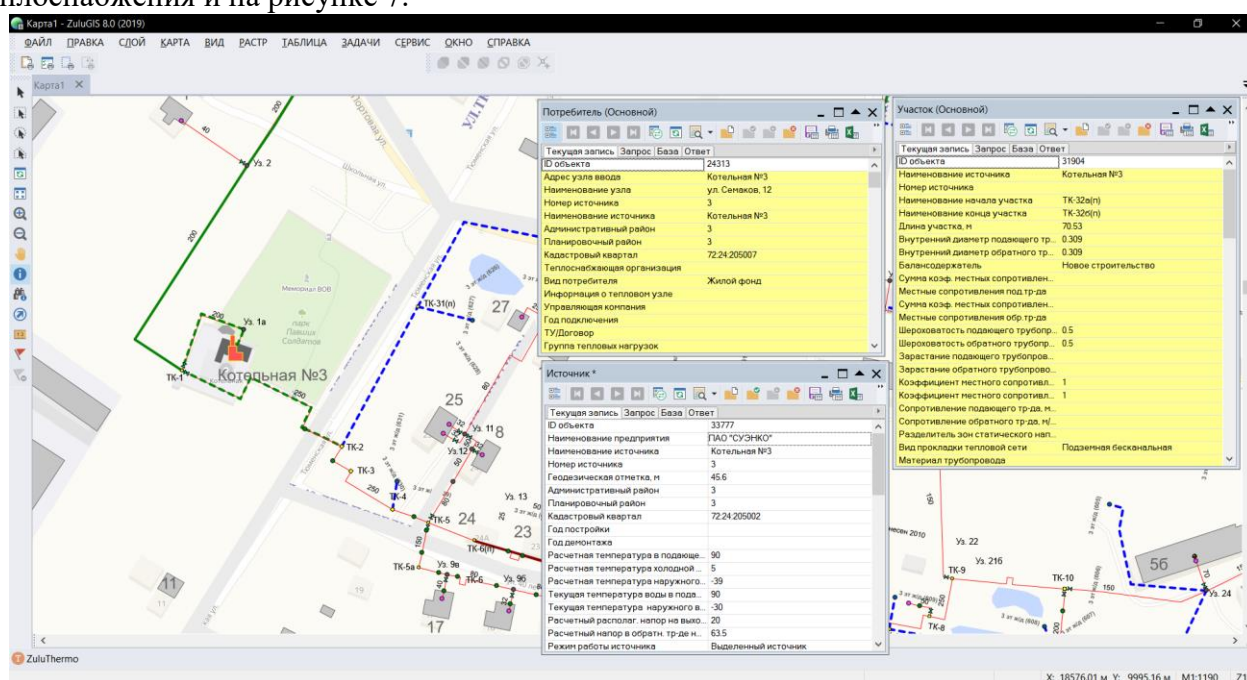


Рисунок 7. Графическое представление электронной модели

### 3.2 Паспортизация объектов системы теплоснабжения г. Тобольска

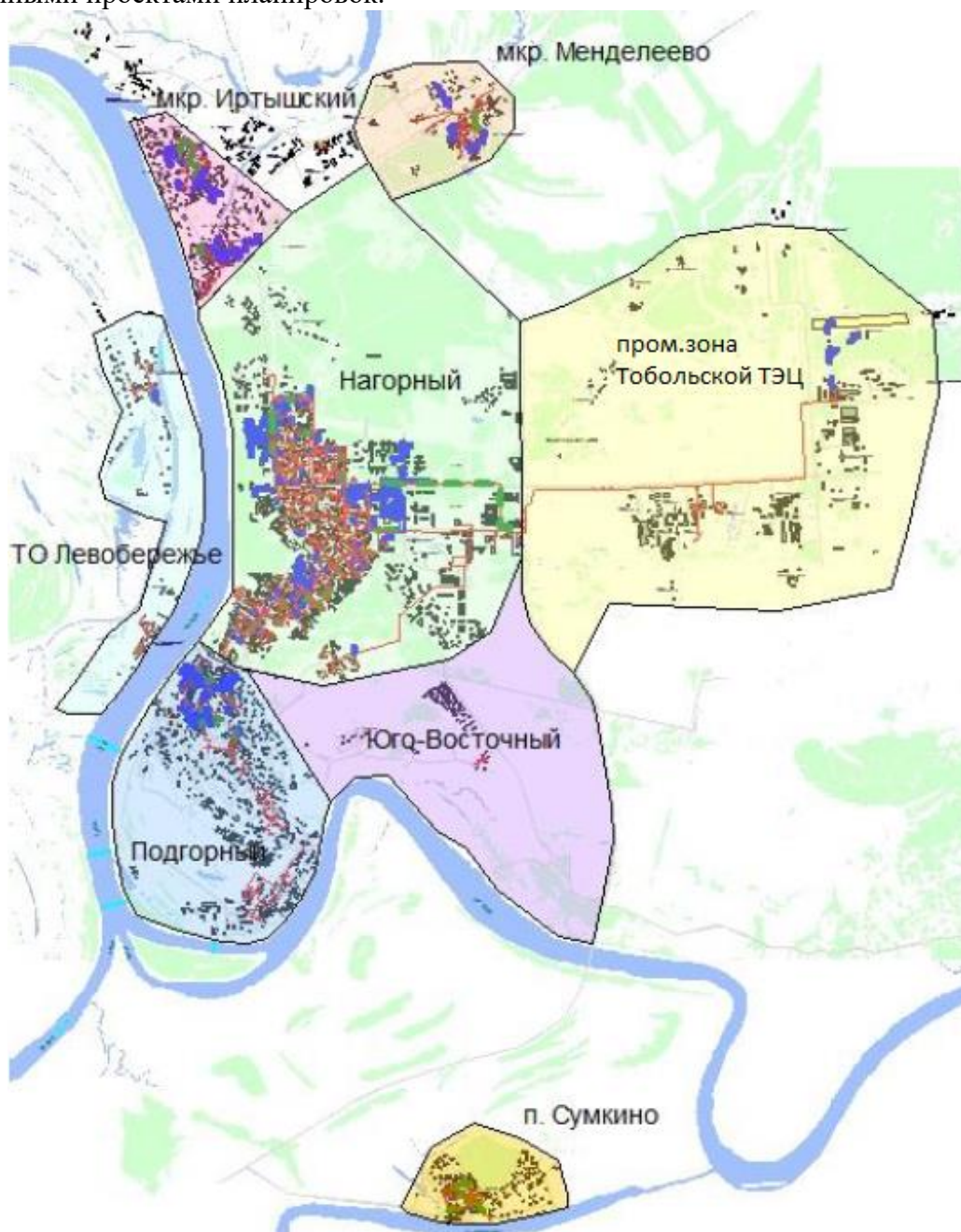
В программном комплексе к объектам системы теплоснабжения относятся элементы: источник, участок тепловой сети, узел, потребитель. Информация по вышеперечисленным объектам системы теплоснабжения представлена в Главе 1. Каждый элемент имеет паспорт объекта, состоящий из описательных характеристик. Среди 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.

### 3.3 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.

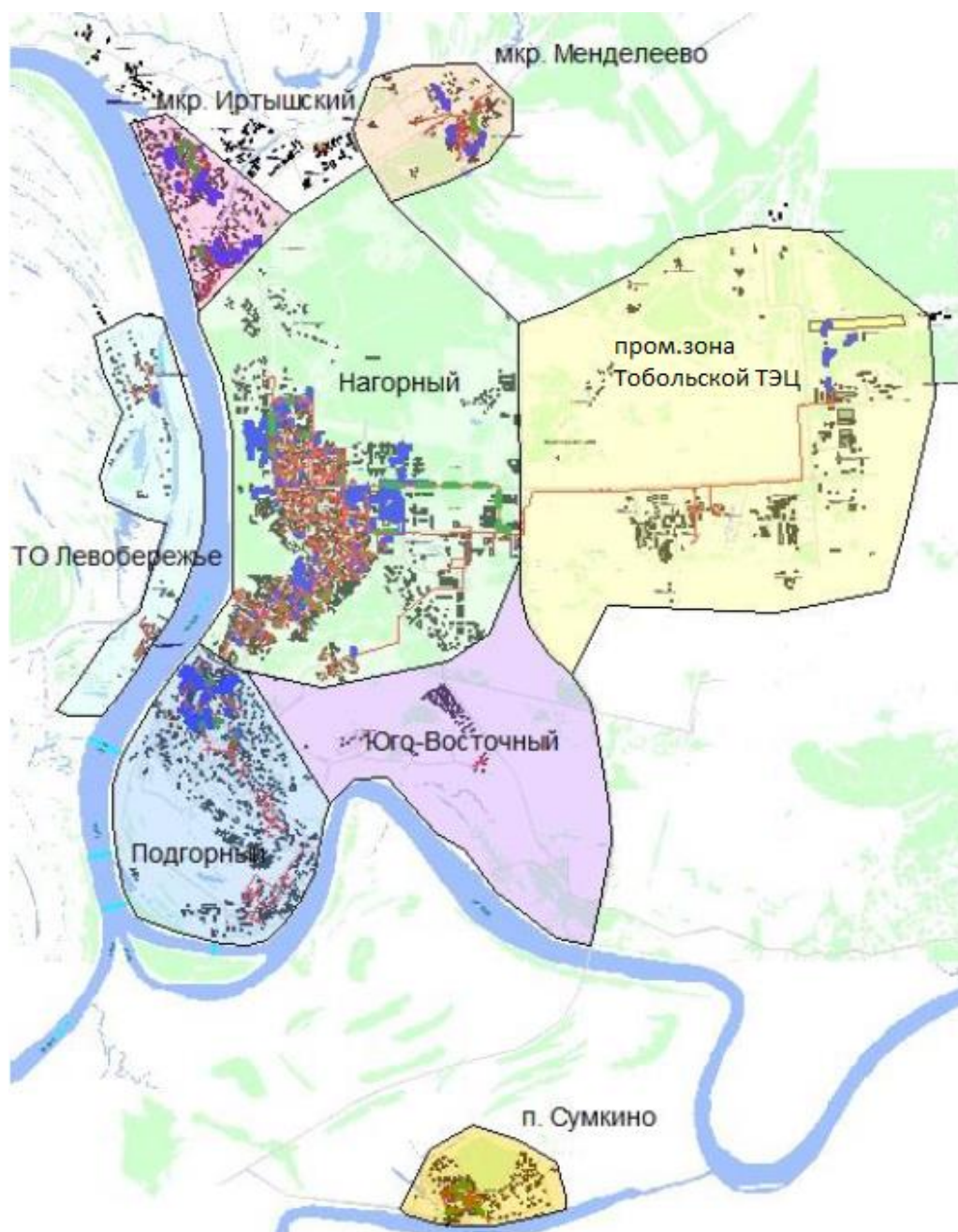
В составе каждого элемента территориального деления выделены планировочные районы. Схема расположения существующих элементов территориального деления г. Тобольска показана на рис. 8, перспективных элементов территориального деления г. Тобольска – на рис. 9.

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**

**3.4 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.

**3.5 Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии**

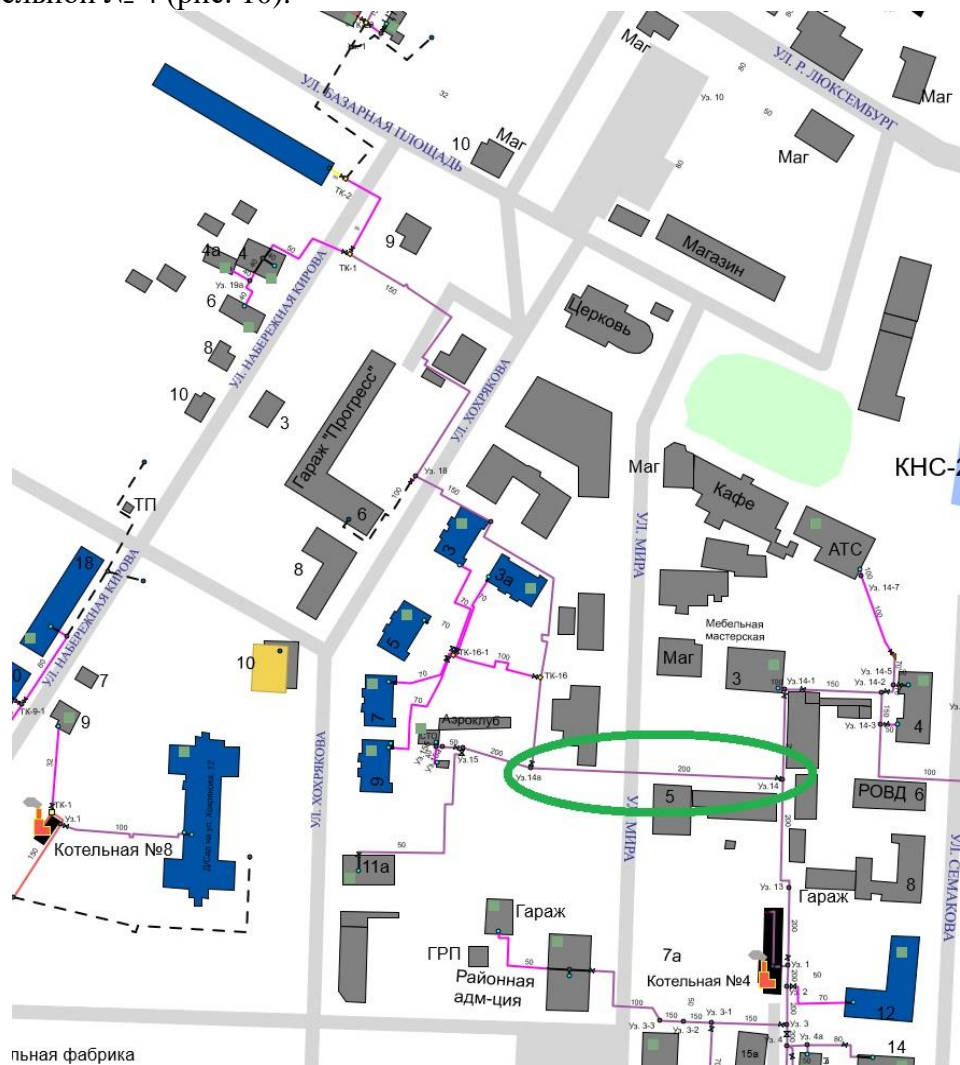
Моделирование переключений позволяет отслеживать программой состояние запорно-регулирующей арматуры и насосных агрегатов в базе данных описания тепловой сети. Любое

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.

### 3.6 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.

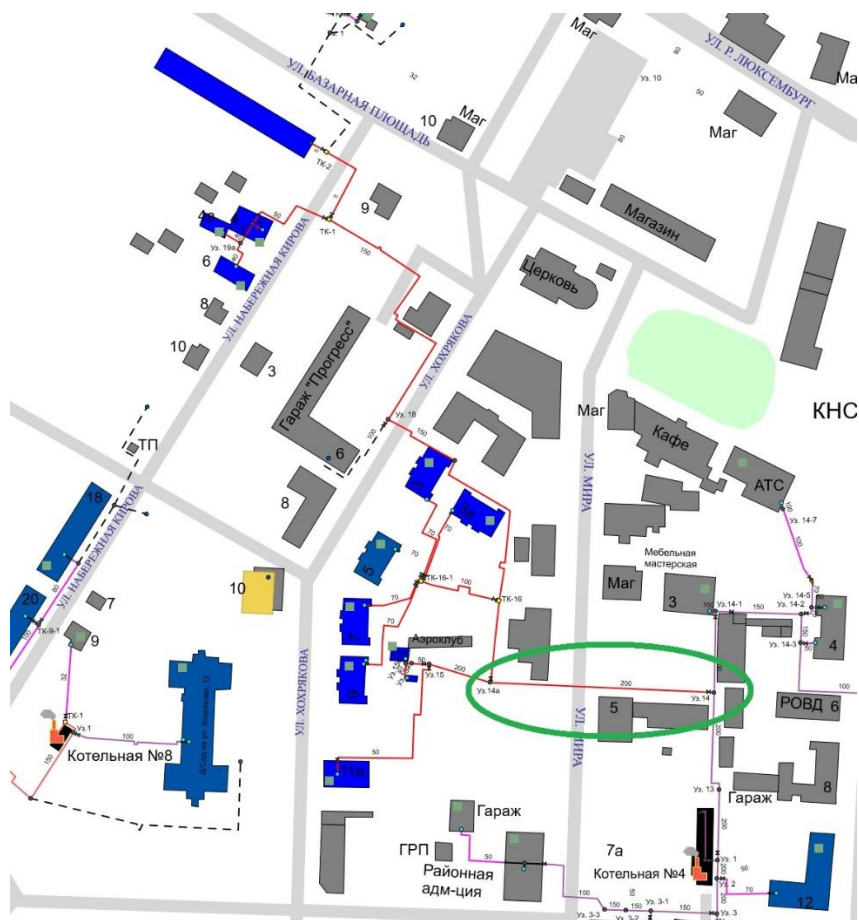


Рисунок 11. Тематическая раскраска отключенных участков и потребителей

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).

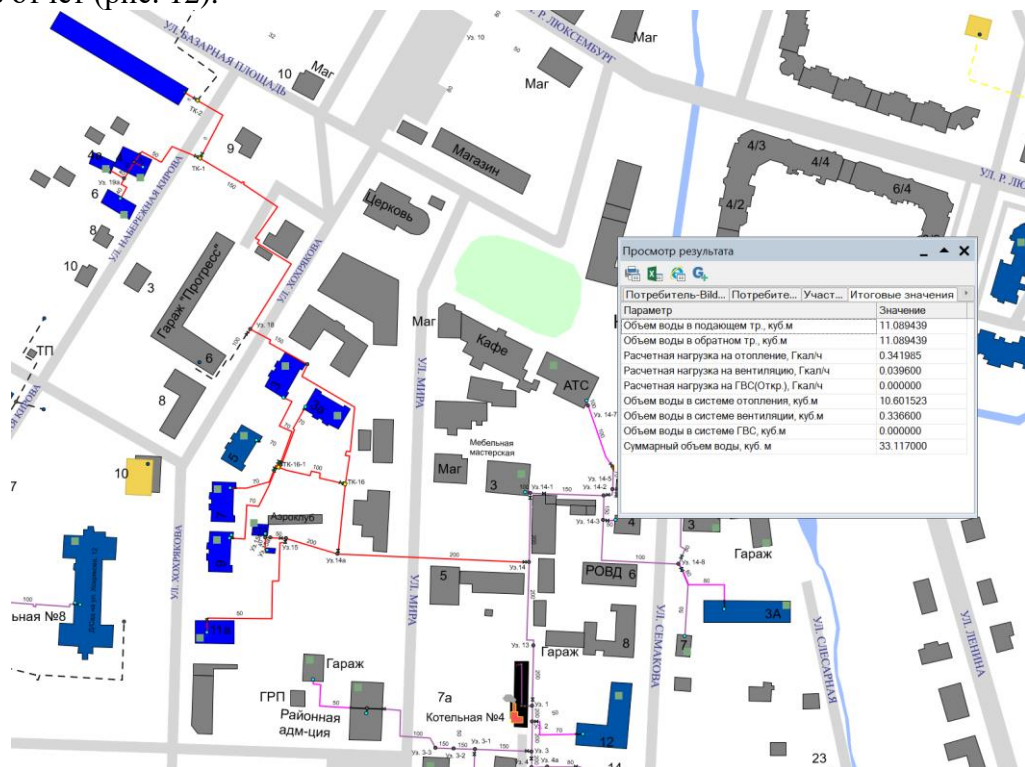


Рисунок 12. Результаты аварийного моделирования

Итоговые значения данного аварийного моделирования представлены в таблице 80.

Таблица 80

**Итоговые значения аварийного моделирования**

<b>Параметр</b>	<b>Значение</b>
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.

**3.7 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 Главе 4.

**3.8 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.

**3.9 Расчет показателей надежности теплоснабжения**

Результаты расчета существующих показателей надежности представлены в Главе 1, перспективных в Главе 11.

**3.10 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.



### **3.11 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.



## Глава 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 разработки 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 81

#### 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

<b>№№</b>	<b>Адрес</b>	<b>Проводимые мероприятия</b>
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/м<sup>2</sup>.

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 2023-2040 гг. от Тобольской ТЭЦ Производства ЭТПГ ООО «ЗапСибНефтехим» представлен в таблице 81.

Таблица 82

**Объем отпуска тепловой энергии по видам теплоносителя (острый, отборный пар, горячая вода) на 2024-2040 гг. от Тобольской ТЭЦ  
Производства ЭТПГ ООО «ЗапСибНефтехим»**

Наименование показателя	Ед. изм.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2040 гг.)
		2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2040 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.

#### **Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения в части присоединенной нагрузки, прогноза приростов тепловой энергии.

## Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии системы теплоснабжения города Тобольска в зоне деятельности АО «СУЭНКО»

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
<b>Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55</b>																
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	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	0,215	0,215	0,215
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	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	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	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	0,427	0,427	0,427
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,010	0,018	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012	0,012
Потери в тепловых сетях в %	%	2,32	4,18	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,121	0,121	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,106	0,106	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113	0,113
ГВС	Гкал/ч	0,015	0,014	0,014	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	0,296	0,288	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287
Доля резерва	%	68,7	66,8	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5	66,5
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	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	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
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	0,4	0,4	0,4
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,30	0,30	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
<b>Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136</b>																
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	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	1,720	1,720	1,720
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	5,245	5,245	5,245
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,006	0,017	0,017	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	%	0,11	0,31	0,31	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	5,239	5,228	5,228	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	0,397	0,443	0,369	0,369	0,358	0,347	0,337	0,337	0,337	0,337	0,337	0,337	0,337	0,337	0,337

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.	
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)	
Потери в тепловых сетях в %	%	7,57	8,45	7,04	7,04	6,83	6,62	6,42	6,42	6,42	6,42	6,42	6,42	6,42	6,42	6,42	
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,780	1,813	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,669	1,702	1,539	1,539	1,539	1,539	1,539	1,539	1,539	1,539	1,539	1,539	1,539	1,539	1,539	
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	0,111	0,111	0,111	
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,062	2,972	3,209	3,209	3,220	3,231	3,241	3,241	3,241	3,241	3,241	3,241	3,241	3,241	3,241	
Доля резерва	%	58,4	56,7	61,2	61,2	61,4	61,6	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	61,8	
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,519	3,508	3,508	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	1,78	1,8133882	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	1,650	
Зона действия источника тепловой мощности	га	9,7	9,7	9,7	9,70	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,18	0,19	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	
<b>Котельная № 4, ул. Мира, 7б</b>																	
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	6,019	10,000	10,000	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	2,150	2,500	2,500	2,500	
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
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	10,000	10,000	10,000	
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0260	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,0791	0,1310	0,1310	0,1310	
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,43	1,31	1,31	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	5,993	5,940	5,940	5,940	5,940	5,940	5,940	5,940	5,940	5,940	5,940	5,940	9,869	9,869	9,869	
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,112	0,039	0,129	0,129	0,130	0,141	0,141	0,141	0,141	0,141	0,141	0,141	0,141	0,141	0,141	
Потери в тепловых сетях в %	%	1,86	0,65	2,14	2,14	2,16	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	2,34	1,41	1,41	1,41	
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	2,376	2,546	2,422	2,422	2,437	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	
отопление и вентиляция	Гкал/ч	2,231	2,396	2,272	2,272	2,287	2,487	2,487	2,487	2,487	2,487	2,487	2,487	2,487	2,487	2,487	
ГВС	Гкал/ч	0,145	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,505	3,355	3,389	3,389	3,373	3,162	3,162	3,162	3,162	3,162	3,162	3,162	7,091	7,091	7,091	
Доля резерва	%	58,2	55,7	56,3	56,3	56,0	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	70,9	70,9	70,9	
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,843	3,790	3,790	3,790	3,790	3,790	3,790	3,790	3,790	3,790	3,790	3,790	7,369	7,369	7,369	
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при	Гкал/ч	2,376	2,546	2,422	2,422	2,437	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	2,637	

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата																
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	10,7	10,7	10,7
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,22	0,24	0,23	0,23	0,23	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
<b>Котельная № 5, ул. Ленина, 72а</b>																
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	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	2,150	2,150	2,150
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	4,299	4,299	4,299
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0300	0,0258	0,0258	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	%	0,70	0,60	0,60	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	4,269	4,27324	4,273	4,273	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	0,326	0,276	0,229	0,229	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233	0,233
Потери в тепловых сетях в %	%	7,58	6,42	5,34	5,34	5,41	5,41	5,41	5,41	5,41	5,41	5,41	5,41	5,41	5,41	5,41
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,109	1,155	1,051	1,051	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,097	1,149	1,045	1,045	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060	1,060
ГВС	Гкал/ч	0,012	0,006	0,006	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	2,834	2,842	2,993	2,993	2,974	2,974	2,974	2,974	2,974	2,974	2,974	2,974	2,974	2,974	2,974
Доля резерва	%	65,9	66,1	69,6	69,6	69,2	69,2	69,2	69,2	69,2	69,2	69,2	69,2	69,2	69,2	69,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	2,119	2,123	2,123	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	1,109	1,155	1,051	1,051	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066	1,066
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	5,6	5,6	5,6
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,20	0,21	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
<b>Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22</b>																
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	6,019	6,019	6,019
мощность наиболее мощного котла	Гкал/ч	2,58	2,580	2,580	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	6,019	6,019	6,019
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,058	0,094	0,094	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	%	0,96	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,961	5,925	5,925	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	0,416	0,445	0,434	0,434	0,434	0,434	0,434	0,434	0,434	0,434	0,434	0,434	0,434	0,434	0,434
Потери в тепловых сетях в %	%	6,91	7,39	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,572	1,682	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,496	1,606	1,544	1,544	1,544	1,544	1,544	1,544	1,544	1,544	1,544	1,544	1,544	1,544	1,544
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	0,076	0,076	0,076
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,973	3,798	3,871	3,871	3,871	3,871	3,871	3,871	3,871	3,871	3,871	3,871	3,871	3,871	3,871
Доля резерва	%	66,0	63,1	64,3	64,3	64,3	64,3	64,3	64,3	64,3	64,3	64,3	64,3	64,3	64,3	64,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,381	3,345	3,345	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	1,572	1,682	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620	1,620
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	11,0	11,0	11,0
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,14	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
<b>Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11</b>																
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	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	0,34	-	-	-	-
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,688	-	-	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0020	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	%	0,29	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	0,686	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	0,011	0,005	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях в %	%	1,60	0,73	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	-	-	-	-
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,445	0,510	0,437	0,437	0,437	0,437	0,437	0,437	0,437	0,437	0,437	-	-	-	-
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,411	0,475	0,403	0,403	0,403	0,403	0,403	0,403	0,403	0,403	0,403	-	-	-	-
ГВС	Гкал/ч	0,034	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	0,230	0,173	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	-	-	-	-
Доля резерва	%	33,4	25,1	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	34,5	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,346	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	0,347	-	-	-	-



Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,346	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	1,8	-	-	-	-
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,25	0,28	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	-	-	-	-
<b>Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в</b>																
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	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	2,58	2,58	2,58
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	6,02	6,02	6,02
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,12	0,06	0,06	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	%	1,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	5,90	5,96	5,96	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	0,516	0,508	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147	0,147
Потери в тепловых сетях в %	%	8,57	8,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	4,115	3,877	3,888	3,887	3,887	3,887	3,887	3,887	3,887	3,887	3,887	3,887	3,887	3,887	3,887
отопление и вентиляция	Гкал/ч	3,736	3,492	3,502	3,502	3,502	3,502	3,502	3,502	3,502	3,502	3,502	3,502	3,502	3,502	3,502
ГВС	Гкал/ч	0,379	0,385	0,385	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	1,268	1,574	1,924	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925	1,925
Доля резерва	%	21,1	26,1	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0	32,0
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	3,319	3,379	3,379	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	3,319	3,379	3,379	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	9,2	9,2	9,2
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,45	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
<b>Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а</b>																
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	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	1,51	-	-	-	-
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	3,01	-	-	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,005	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	-	-	-	-

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,17	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	3,005	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	0,553	0,683	0,472	0,472	0,489	0,489	0,489	0,489	0,489	0,489	0,489	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях в %	%	18,37	22,69	15,68	15,68	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	16,23	-	-	-	-
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,978	0,970	0,854	0,854	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	-	-	-	-
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,907	0,900	0,783	0,783	0,813	0,813	0,813	0,813	0,813	0,813	0,813	-	-	-	-
ГВС	Гкал/ч	0,071	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	1,474	1,346	1,674	1,674	1,627	1,627	1,627	1,627	1,627	1,627	1,627	-	-	-	-
Доля резерва	%	49,0	44,7	55,6	55,6	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	1,495	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	0,978	0,970	0,854	0,854	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	0,884	-	-	-	-
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	8,3	-	-	-	-
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,12	0,12	0,10	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	-	-	-	-
<b>Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в</b>																
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	9,458	9,458	9,458
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	4,3	4,3	4,3
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	9,46	9,46	9,46
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,094	0,060	0,060	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	%	0,99	0,64	0,64	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	9,364	9,398	9,398	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	0,418	0,492	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715
Потери в тепловых сетях в %	%	4,42	5,20	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56	7,56
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	5,883	5,179	8,668	8,668	8,668	8,668	8,668	8,668	8,668	8,668	8,668	8,668	8,668	8,668	8,668
отопление и вентиляция	Гкал/ч	5,503	4,792	5,716	5,716	5,716	5,716	5,716	5,716	5,716	5,716	5,716	5,716	5,716	5,716	5,716
ГВС	Гкал/ч	0,380	0,387	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952	2,952
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,063	3,727	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015	0,015
Доля резерва	%	32,4	39,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	5,064	5,098	5,098	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	5,064	5,098	5,098	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	8,9	8,9	8,9
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,66	0,58	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
<b>Котельная № 12, ул. Ленина, 90а</b>																
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	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	-	-	-	-	-	-	-	-
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	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	0,004	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	-	-	-	-	-	-	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,46	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	-	-	-	-	-	-	-	-
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	0,858	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855	0,855	-	-	-	-	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,047	0,085	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	-	-	-	-	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях в %	%	5,45	9,86	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,105	0,177	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	-	-	-	-	-	-	-	-
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,105	0,177	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	-	-	-	-	-	-	-	-
ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-	-	-	-	-	-	-
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,706	0,592	0,722	0,722	0,722	0,722	0,722	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	81,9	68,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,428	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	0,105	0,177	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	-	-	-	-	-	-	-	-
Зона действия источника тепловой мощности	га	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,05	0,09	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36</b>																
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	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	0,1	0,1	0,1
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
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	0,198	0,198	0,198
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,001	0,0018	0,0018	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	%	0,51	0,91	0,91	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	0,197	0,196	0,196	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	0,003	0,004	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Потери в тепловых сетях в %	%	1,52	2,02	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52	1,52
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	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	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	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	0,004	0,004	0,004
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,120	0,118	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119	0,119
Доля резерва	%	60,7	59,8	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,097	0,096	0,096	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	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	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	0,15	0,15	0,15
<b>Котельная № 14, мкр. "Южный", 7в</b>																
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	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	2,75	2,75	2,75
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	8,255	8,255	8,255
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,074	0,034	0,034	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	%	0,90	0,41	0,41	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	8,181	8,221	8,221	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	0,112	0,104	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102
Потери в тепловых сетях в %	%	1,36	1,26	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	3,255	3,485	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159
отопление и вентиляция	Гкал/ч	2,646	2,645	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555
ГВС	Гкал/ч	0,609	0,841	0,604	0,604	0,604	0,604	0,604	0,604	0,604	0,604	0,604	0,604	0,604	0,604	0,604
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	4,814	4,632	4,960	4,960	4,960	4,960	4,960	4,960	4,960	4,960	4,960	4,960	4,960	4,960	4,960

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
Доля резерва	%	58,3	56,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	5,431	5,471	5,471	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	3,255	3,485	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159	3,159
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	15,3	15,3	15,3
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,21	0,23	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
<b>Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в</b>																
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	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	2,58	2,58	2,58
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	5,159	5,159	5,159
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,077	0,336	0,336	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	%	1,49	6,51	6,51	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	5,082	4,823	4,823	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	0,261	0,438	0,303	0,303	0,303	0,303	0,303	0,303	0,303	0,303	0,303	0,303	0,303	0,303	0,303
Потери в тепловых сетях в %	%	5,06	8,49	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,423	1,150	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,336	1,074	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960	0,960
ГВС	Гкал/ч	0,087	0,076	0,076	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	3,398	3,236	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485	3,485
Доля резерва	%	65,9	62,7	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	2,502	2,243	2,243	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	1,423	1,150	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036	1,036
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	3,4	3,4	3,4
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,42	0,34	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
<b>Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 1б</b>																
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	0,344	0,344	0,344



Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
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	0,09	0,09	0,09
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,344	0,344	0,344
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,001	0,002	0,002	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	%	0,29	0,60	0,60	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	0,343	0,342	0,342	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	0,048	0,061	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
Потери в тепловых сетях в %	%	13,95	17,73	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50	12,50
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,179	0,074	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,161	0,064	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058
ГВС	Гкал/ч	0,018	0,010	0,010	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	0,116	0,207	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231	0,231
Доля резерва	%	33,6	60,2	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1	67,1
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,253	0,252	0,252	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	0,179	0,074	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068	0,068
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	1,2	1,2	1,2
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,15	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
<b>Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в</b>																
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	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	1,38	1,38	1,38
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	2,752	2,752	2,752
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050	0,0050
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
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	2,75	2,75	2,75
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,02	0,08	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047	0,047
Потери в тепловых сетях в %	%	0,55	3,02	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,306	1,349	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,260	1,305	1,209	1,209	1,209	1,209	1,209	1,209	1,209	1,209	1,209	1,209	1,209	1,209	1,209

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
ГВС	Гкал/ч	0,046	0,043	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042	0,042
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,426	1,315	1,448	1,448	1,448	1,448	1,448	1,448	1,448	1,448	1,448	1,448	1,448	1,448	1,448
Доля резерва	%	51,8	47,8	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6
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	1,367	1,367	1,367
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	1,306	1,349	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252
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	3,2	3,2	3,2
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,41	0,42	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
<b>Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в</b>																
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	4,299	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	2,15	-	-	-	-	-	-	-	-
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	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	0,082	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	-	-	-	-	-	-	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	1,91	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	-	-	-	-	-	-	-	-
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	4,22	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	4,27	-	-	-	-	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,198	0,200	0,144	0,144	0,146	0,146	0,146	-	-	-	-	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях в %	%	4,61	4,65	3,35	3,35	3,40	3,40	3,40	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,956	1,028	0,935	0,935	0,950	0,950	0,950	-	-	-	-	-	-	-	-
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,872	0,944	0,851	0,851	0,866	0,866	0,866	-	-	-	-	-	-	-	-
ГВС	Гкал/ч	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	0,084	-	-	-	-	-	-	-	-
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	3,064	3,045	3,194	3,194	3,177	3,177	3,177	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	71,3	70,8	74,3	74,3	73,9	73,9	73,9	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	2,067	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	0,956	1,028	0,935	0,935	0,950	0,950	0,950	-	-	-	-	-	-	-	-
Зона действия источника тепловой мощности	га	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,16	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16</b>																

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	3,869	4,729	4,729	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	3,01	3,01	3,01
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	3,869	4,729	4,729	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	0,130	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087	0,087
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	3,36	1,84	1,84	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	3,74	4,64	4,64	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	0,210	0,192	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132
Потери в тепловых сетях в %	%	5,43	4,06	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79	2,79
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	1,764	1,331	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256
отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,731	1,300	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225	1,225
ГВС	Гкал/ч	0,033	0,031	0,031	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	1,765	3,119	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254	3,254
Доля резерва	%	45,6	66,0	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8	68,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,729	1,632	1,632	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	0,729	1,331	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256	1,256
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	3,5	3,5	3,5
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,50	0,38	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
<b>Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в</b>																
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	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	3,44	3,44	3,44
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	17,197	17,197	17,197
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,145	0,182	0,182	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	%	0,84	1,06	1,06	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	17,052	17,015	17,015	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	0,816	0,699	0,820	0,820	0,795	0,772	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748	0,748
Потери в тепловых сетях в %	%	4,75	4,06	4,77	4,77	4,63	4,49	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	11,685	11,769	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763
отопление и вентиляция	Гкал/ч	10,515	10,541	10,551	10,551	10,551	10,551	10,551	10,551	10,551	10,551	10,551	10,551	10,551	10,551	10,551
ГВС	Гкал/ч	1,170	1,228	1,212	1,212	1,212	1,212	1,212	1,212	1,212	1,212	1,212	1,212	1,212	1,212	1,212
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	4,551	4,547	4,431	4,431	4,456	4,480	4,503	4,503	4,503	4,503	4,503	4,503	4,503	4,503	4,503
Доля резерва	%	26,5	26,4	25,8	25,8	25,9	26,0	26,2	26,2	26,2	26,2	26,2	26,2	26,2	26,2	26,2
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	13,612	13,575	13,575	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	11,685	11,769	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763	11,763
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	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	0,41	0,41	0,41
<b>Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50</b>																
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	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	4,3	4,3	4,3
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	17,197	17,197	17,197
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,07	0,28	0,28	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	%	0,41	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61	1,61
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	17,13	16,92	16,92	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	0,827	0,694	0,748	0,748	0,748	0,733	0,733	0,733	0,733	0,733	0,733	0,733	0,733	0,733	0,733
Потери в тепловых сетях в %	%	4,81	4,04	4,35	4,35	4,35	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26	4,26
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	14,433	14,144	14,196	14,196	14,196	14,196	14,196	14,196	14,196	14,196	14,196	14,196	14,196	14,196	14,196
отопление и вентиляция	Гкал/ч	13,269	12,958	12,975	12,975	12,975	12,975	12,975	12,975	12,975	12,975	12,975	12,975	12,975	12,975	12,975
ГВС	Гкал/ч	1,164	1,186	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221	1,221
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,867	2,082	1,976	1,976	1,976	1,991	1,991	1,991	1,991	1,991	1,991	1,991	1,991	1,991	1,991
Доля резерва	%	10,9	12,1	11,5	11,5	11,5	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	12,827	12,620	12,620	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	12,827	12,620	12,620	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	35,5	35,5	35,5

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,41	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
<b>Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а</b>																
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	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	0,08	0,08	0,08
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,16	0,16	0,16
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0020	0,0014	0,0014	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	%	1,25	0,85	0,85	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	0,1580	0,1586	0,1586	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	0,001	0,005	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Потери в тепловых сетях в %	%	0,63	3,13	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
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	0,000	0,000	0,000
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,090	0,152	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,090	0,152	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090
ГВС	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,067	0,002	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067	0,067
Доля резерва	%	42,1	1,0	41,7	41,7	41,7	41,7	41,7	41,7	41,7	41,7	41,7	41,7	41,7	41,7	41,7
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,078	0,079	0,079	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	0,078	0,079	0,079	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	0,7	0,7	0,7
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,13	0,22	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
<b>Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а</b>																
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	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	0,43	0,43	0,43
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,862	0,862	0,862
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,005	0,008	0,008	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	%	0,58	0,97	0,97	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	0,857	0,854	0,854	0,854	0,854	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	0,002	0,011	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008	0,008
Потери в тепловых сетях в %	%	0,23	1,28	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,283	0,355	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,283	0,355	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283
ГВС	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,572	0,487	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563	0,563
Доля резерва	%	66,3	56,5	65,3	65,3	65,3	65,3	65,3	65,3	65,3	65,3	65,3	65,3	65,3	65,3	65,3
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,427	0,424	0,424	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	0,283	0,355	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283	0,283
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	1,2	1,2	1,2
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,24	0,30	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
<b>Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в</b>																
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	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	0,86	-	-	-	-
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	1,724	-	-	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0030	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	%	0,17	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	1,721	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	0,042	0,037	0,031	0,031	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	0,033	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях в %	%	2,44	2,15	1,80	1,80	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	-	-	-	-
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,288	0,249	0,228	0,228	0,243	0,243	0,243	0,243	0,243	0,243	0,243	-	-	-	-
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,288	0,249	0,228	0,228	0,243	0,243	0,243	0,243	0,243	0,243	0,243	-	-	-	-
ГВС	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	1,391	1,433	1,459	1,459	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	1,442	-	-	-	-
Доля резерва	%	80,7	83,1	84,6	84,6	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	83,7	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,861	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	0,288	0,249	0,228	0,228	0,243	0,243	0,243	0,243	0,243	0,243	0,243	-	-	-	-

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
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	1,9	-	-	-	-
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,15	0,13	0,12	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	-	-	-	-
<b>Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3</b>																
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	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	0,54	0,54	0,54
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	1,771	1,771	1,771
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,0020	0,0097	0,0097	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	%	0,11	0,55	0,55	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	1,769	1,761	1,761	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	0,041	0,013	0,037	0,037	0,037	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 %	%	2,32	0,73	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09	2,09
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,439	0,385	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,313	0,385	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313
ГВС	Гкал/ч	0,127	0,000	0,000	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	1,289	1,363	1,411	1,411	1,411	1,411	1,411	1,411	1,411	1,411	1,411	1,411	1,411	1,411	1,411
Доля резерва	%	72,8	77,0	79,7	79,7	79,7	79,7	79,7	79,7	79,7	79,7	79,7	79,7	79,7	79,7	79,7
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	1,229	1,221	1,221	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	0,439	0,385	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313	0,313
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	1,3	1,3	1,3
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,34	0,30	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
<b>Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в</b>																
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	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	0,52	0,52	0,52
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	1,032	1,032	1,032
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,004	0,004	0,004	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	%	0,39	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.	
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)	
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	1,028	1,028	1,028	
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	0,106	0,109	0,104	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 %	%	10,27	10,56	10,08	10,08	10,08	10,08	10,08	10,08	10,08	10,08	10,08	10,08	10,08	10,08	10,08	
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,020	0,710	0,710	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	0,019	0,710	0,710	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	0,001	0,000	0,000	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	0,902	0,209	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	0,214	
Доля резерва	%	87,5	20,2	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7	
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	0,508	0,508	0,508	
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,020	0,508	0,508	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	2,9	2,9	2,9	
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,01	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	
<b>Котельная № 31, ул. Ленина, 266</b>																	
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	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	0,43	0,43	-	-	-	-
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,86	0,86	-	-	-	-
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,002	0,006	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	%	0,23	0,74	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	0,858	0,854	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	0,013	0,058	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-	-	-
Потери в тепловых сетях в %	%	1,51	6,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	0,594	0,666	0,594	0,594	0,594	0,594	0,594	0,594	0,594	0,594	0,594	0,594	-	-	-	-
отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,594	0,666	0,594	0,594	0,594	0,594	0,594	0,594	0,594	0,594	0,594	0,594	-	-	-	-
ГВС	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	0,251	0,129	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	0,260	-	-	-	-
Доля резерва	%	29,2	15,0	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	30,2	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	0,428	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	0,424	-	-	-	-



Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	0,428	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	1,2	-	-	-	-
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,50	0,56	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	-	-	-	-
<b>Итого муниципальные котельные город Тобольск</b>																
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	107,729	108,589	108,589	108,589	108,589	108,589	108,589	103,428	103,428	103,428	103,428	97,146	101,127	101,127	101,127
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	107,729	108,589	108,589	108,589	108,589	108,589	108,589	103,428	103,428	103,428	103,428	97,146	101,127	101,127	101,127
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	0,952	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,345	1,311	1,311	1,311	1,311	1,288	1,340	1,340	1,340
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	106,777	107,244	107,244	107,244	107,244	107,244	107,244	102,117	102,117	102,117	102,117	95,858	99,787	99,787	99,787
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	5,501	5,702	5,094	5,094	5,083	5,044	5,011	4,815	4,815	4,815	4,815	4,281	4,281	4,281	4,281
Потери в тепловых сетях в %	%	5,11	5,25	4,69	4,69	4,68	4,65	4,61	4,66	4,66	4,66	4,66	4,41	4,23	4,23	4,23
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде	Гкал/ч	55,273	54,950	56,757	56,757	56,847	57,047	57,047	56,013	56,013	56,013	56,013	53,855	53,855	53,855	53,855
отопление и вентиляция	Гкал/ч	50,707	50,212	49,673	49,673	49,763	49,963	49,963	49,013	49,013	49,013	49,013	46,960	46,960	46,960	46,960
ГВС	Гкал/ч	4,565	4,738	7,084	7,084	7,084	7,084	7,084	7,000	7,000	7,000	7,000	6,895	6,895	6,895	6,895
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	46,003	46,592	45,393	45,393	45,314	45,153	45,187	41,288	41,288	41,288	41,288	37,722	41,651	41,651	41,651
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	66,142	66,609	66,609	66,609	66,609	66,609	66,609	64,062	64,062	64,062	64,062	60,943	64,522	64,522	64,522
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	46,003	46,592	45,393	45,393	45,314	45,153	45,187	41,288	41,288	41,288	41,288	37,722	41,651	41,651	41,651
Зона действия источника тепловой мощности	га	174,000	174,000	174,000	174,00	174,00	174,00	174,00	166,00	166,00	166,00	166,00	152,80	152,80	152,80	152,80
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,318	0,316	0,326	0,33	0,33	0,33	0,33	0,34	0,34	0,34	0,34	0,35	0,35	0,35	0,35
<b>Тобольская ТЭЦ</b>																
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	2223	2223	2223	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	303,3	303,3	303,3
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность в паре	Гкал/ч	1428	1428	1428	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	795	795	795
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	Гкал/ч	73,00	86,80	85,10	76,96	76,96	76,96	76,96	76,96	76,96	76,96	76,96	76,96	76,96	76,96	76,96
Затраты тепла на собственные нужды станции в горячей воде	%	3,28	3,90	3,83	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46	3,46

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
Тепловая мощность котельной нетто	Гкал/ч	2150,00	2136,20	2137,90	2146,04	2146,04	2146,04	2146,04	2146,04	2146,04	2146,04	2146,04	2146,04	2146,04	2146,04	2146,04
Потери в тепловых сетях в горячей воде	Гкал/ч	18,788	15,809	15,809	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 %	%	2,36	1,99	1,99	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	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688
Присоединенная тепловая нагрузка внешних абонентов в горячей воде, всего, в том числе:	Гкал/ч	435,064	450,544	400,636	407,178	411,166	411,681	411,800	415,987	420,173	424,360	428,546	432,733	436,919	441,106	470,411
Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде (АО «СУЭНКО»)	Гкал/ч	365,680	381,160	331,252	337,794	341,782	342,297	342,416	346,603	350,789	354,976	359,162	363,349	367,535	371,722	401,027
отопление и вентиляция	Гкал/ч	305,6232	317,994	273,787	278,575	281,566	281,912	282,031	285,123	288,214	291,306	294,397	297,489	300,580	303,672	325,312
ГВС	Гкал/ч	60,0572	63,166	57,465	59,219	60,216	60,385	60,385	61,480	62,575	63,670	64,765	65,860	66,955	68,050	75,715
Присоединенная нагрузка на отопление, вентиляцию, ГВС промышленность в паре	Гкал/ч	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11	2,11
Резерв/дефицит тепловой мощности (по договорной нагрузке)	Гкал/ч	265,350	239,052	290,653	292,259	288,271	287,756	287,637	283,450	279,264	275,077	270,891	266,704	262,518	258,331	229,026
Резерв/дефицит тепловой мощности (по фактической нагрузке)	Гкал/ч	265,350	239,052	290,653	292,259	288,271	287,756	287,637	283,450	279,264	275,077	270,891	266,704	262,518	258,331	229,026
Доля резерва	%	33,4	30,1	36,6	36,8	36,3	36,2	36,2	35,7	35,1	34,6	34,1	33,5	33,0	32,5	28,8
Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды станции) при аварийном выводе самого мощного котла	Гкал/ч	418,700	404,903	406,596	414,744	414,744	414,744	414,744	414,744	414,744	414,744	414,744	414,744	414,744	414,744	414,744
Минимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах станции при аварийном выводе самого мощного пикового котла/турбоагрегата	Гкал/ч	418,700	404,903	400,636	407,178	411,166	411,681	411,800	414,744	414,744	414,744	414,744	414,744	414,744	414,744	414,744
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	951,9	951,9	951,9
Плотность тепловой нагрузки	Гкал/ч /га	0,38	0,40	0,35	0,35	0,36	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,38	0,38	0,39	0,39	0,42
<b>Перспективная котельная мкрн. Панин Бугор</b>																
Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	-	-	-	-	-	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Ограничения установленной тепловой мощности	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	-	-	-	-	-	3,5	3,5	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	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	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	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	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	13,0	13,0
Расчетная нагрузка на хозяйственные нужды	Гкал/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	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	2,676	2,676
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5	76,5

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		факт	факт	факт	оценка	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
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	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	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	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	0,01	0,01



## Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения муниципального образования

В соответствии с п. 101 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утв. 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.

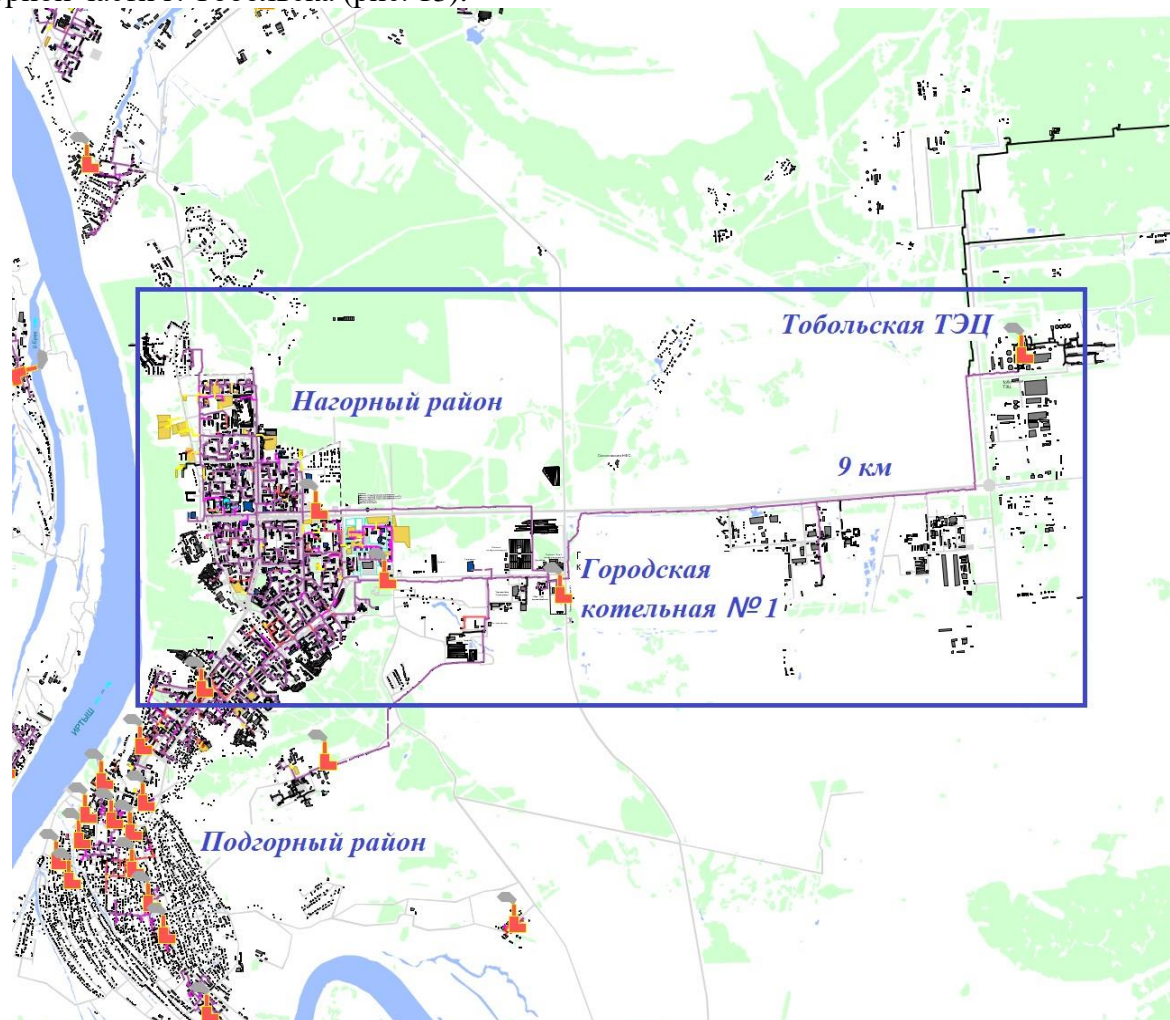
Для каждого варианта развития:

- 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 разработки 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.

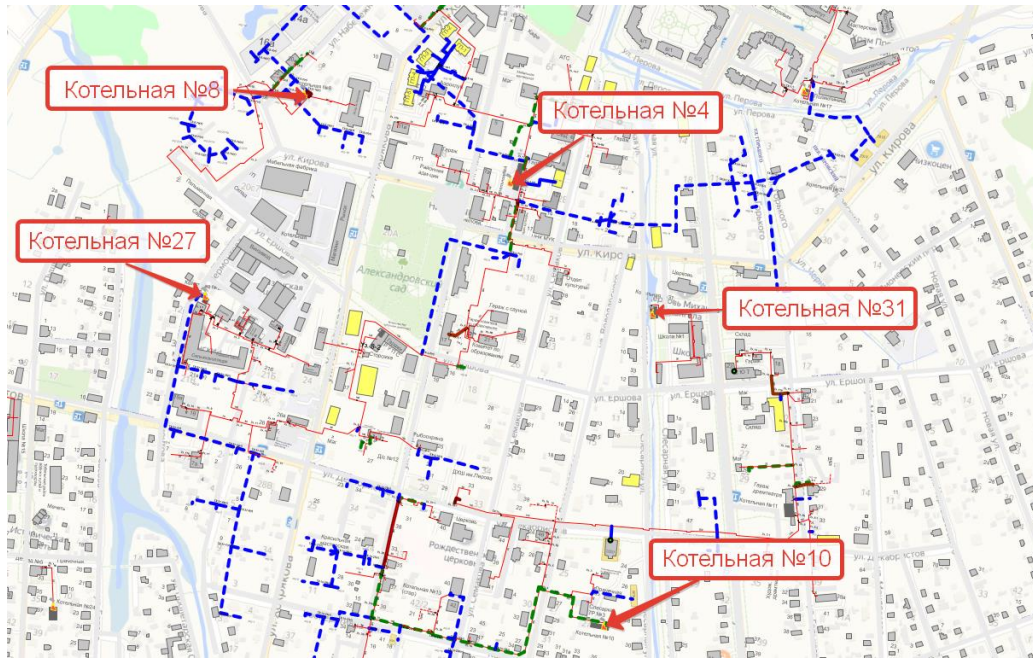
4. В Подгорной части на расчетный срок – централизованное теплоснабжение многоквартирных домов и общественных зданий от действующих котельных (9 ед.). Предусмотрено сохранение теплоснабжения в зоне действия котельных №№ 6, 13, 17, 24, 25, 29 и переключение нагрузки потребителей на втором этапе реализации 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.



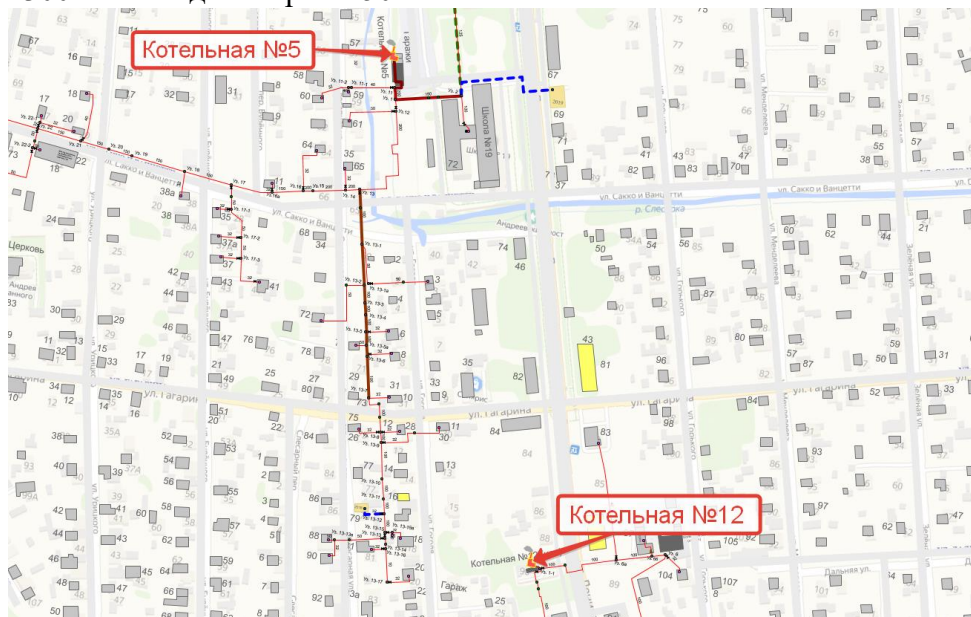


**Рисунок 14. Перераспределение нагрузок между котельными №№ 4, 8, 10, 27, 31**

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.

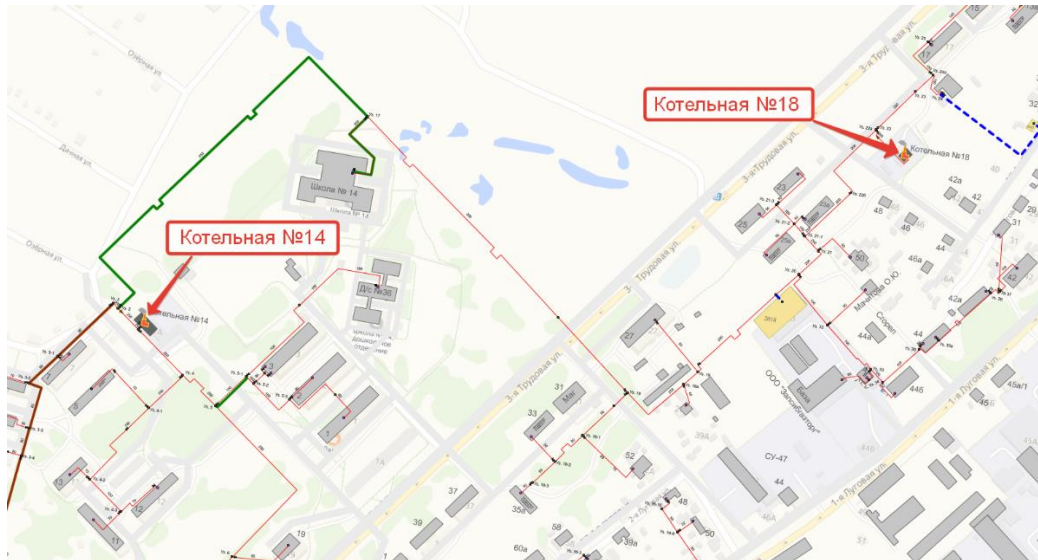


**Рисунок 15. Перераспределение нагрузки между котельными № 5 и № 12**

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 реконструкции существующих 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 81-02-13-2022. Сборник № 13. Наружные тепловые сети, утвержденные приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 28.03.2022 № 205/пр, Укрупненными нормативами цены строительства НЦС 81-02-15-2022. Сборник № 15. Наружные сети газоснабжения, утвержденные приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 21.02.2022 № 115/пр. (табл. 84).

**Таблица 85**

**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. (по состоянию на 01.01.2022)
Сети теплоснабжения	1 000	Ду 80	Надземная	18 870,85
			13-03-004	
Сети газоснабжения	1 000	мин Ду 50	Сталь подземная	2 842,14
			15-01-001-05	
	1 000	мин Ду 50	Сталь надземная	2 099,75
	1 000	мин Ду 63	Полиэтилен, подземная	2 157,23

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/м<sup>2</sup>.

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.

## **Описание изменений в мастер-плане развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска на период до 2040 года произошли изменения в части корректировки вариантов развития системы теплоснабжения.

Таблица 86

## 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 (2026-2040 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

## **Глава 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.

Баланс производительности водоподготовительных установок в системе теплоснабжения города Тобольска

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
		факт	оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
<b>Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55</b>														
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	0,25	0,25
Срок службы	лет	17	18	19	20	21	22	1	2	3	4	5	6	13
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,003	0,003	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	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	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	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	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	0,006	0,006
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	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	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	0,114	0,114
Доля резерва	%	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7
<b>Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136</b>														
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	3,995	3,995
Срок службы	лет	8	9	10	11	12	13	14	1	2	3	4	5	12
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,079	2,079	2,079	2,079	2,079	2,079	2,079	2,079	2,079	2,079	2,079	2,079	2,079
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,464	0,464	0,464	0,464	0,464	0,464	0,464	0,464	0,464	0,464	0,464	0,464	0,464
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,430	0,430
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	2,059	2,059	2,059	2,059	2,059	2,059	2,059	2,059	2,059	2,059	2,059	2,059	2,059
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	3,054	3,054	3,054	3,054	3,054	3,054	3,054	3,054	3,054	3,054	3,054	3,054	3,054
Доля резерва	%	76,4	76,4	76,4	76,4	76,4	76,4	76,4	76,4	76,4	76,4	76,4	76,4	76,4
<b>Котельная № 4, ул. Мира, 76</b>														
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	3,277	3,277
Срок службы	лет	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	1	2	9
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	6	6	6
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,069	0,069	0,069
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,126	1,126	1,136	1,267	1,267	1,267	1,267	1,267	1,267	1,267	1,414	1,414	1,414
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,266	0,266	0,269	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,336	0,336	0,336
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,197	0,197	0,200	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,237	0,260	0,260	0,260
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,266	0,266	0,269	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,336	0,336	0,336

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
		факт	оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,266	0,266	0,269	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,312	0,336	0,336	0,336
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,322	0,322
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,114	1,114	1,124	1,255	1,255	1,255	1,255	1,255	1,255	1,255	1,399	1,399	1,399
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,751	2,751	2,748	2,705	2,705	2,705	2,705	2,705	2,705	2,705	2,619	2,619	2,619
Доля резерва	%	83,9	83,9	83,8	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	79,9	79,9	79,9
<b>Котельная № 5, ул. Ленина, 72а</b>														
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	2,057	2,057
Срок службы	лет	8	9	10	11	12	13	1	2	3	4	5	6	13
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	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	0,714	0,714	0,724	0,724	0,724	0,724	0,785	0,785	0,785	0,785	0,785	0,785	0,785
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,202	0,202	0,205	0,205	0,205	0,205	0,225	0,225	0,225	0,225	0,225	0,225	0,225
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,172	0,172	0,175	0,175	0,175	0,175	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194	0,194
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,202	0,202	0,205	0,205	0,205	0,205	0,225	0,225	0,225	0,225	0,225	0,225	0,225
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,202	0,202	0,205	0,205	0,205	0,205	0,225	0,225	0,225	0,225	0,225	0,225	0,225
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,081	0,081
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,710	0,710	0,720	0,720	0,720	0,720	0,781	0,781	0,781	0,781	0,781	0,781	0,781
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,775	1,775	1,772	1,772	1,772	1,772	1,751	1,751	1,751	1,751	1,751	1,751	1,751
Доля резерва	%	86,3	86,3	86,1	86,1	86,1	86,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1
<b>Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22</b>														
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	1,596	1,596
Срок службы	лет	13	14	15	16	17	18	1	2	3	4	5	6	13
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,8	0,8	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	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450
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	0,404	0,404
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450	0,450
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,560	0,560
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	2,023	2,023	2,023	2,023	2,023	2,023	2,023	2,023	2,023	2,023	2,023	2,023	2,023
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586	0,586
Доля резерва	%	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7	36,7
<b>Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11</b>														
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 <sup>3</sup>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	-	-	-	-

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
		факт	оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	-	-	-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	-	-	-	-
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	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	-	-	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	0,081	-	-	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,757	1,757	1,757	1,757	1,757	1,757	1,757	1,757	1,757	-	-	-	-
Доля резерва	%	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	98,5	-	-	-	-
<b>Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в</b>														
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	1,121	1,121
Срок службы	лет	5	6	7	8	9	1	2	3	4	5	6	7	14
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/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	1,367
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	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	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	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	0,447	0,447
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,0002	0,0002
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/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	1,367
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	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	60,1	60,1
<b>Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а</b>														
Производительность ВПУ	т/ч	2,716	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	10	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,006	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	0,787	0,787	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,789	0,712	-	-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,234	0,234	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,209	-	-	-
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	0,209	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,234	0,234	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,209	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,234	0,234	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,235	0,209	-	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,06	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,784	0,784	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,787	0,709	-	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,422	2,422	2,421	2,421	2,421	2,421	2,421	2,421	2,421	2,447	-	-	-
Доля резерва	%	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	89,2	90,1	-	-	-
<b>Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в</b>														

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
		факт	оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
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	1,76	1,76
Срок службы	лет	5	6	7	8	9	10	11	1	2	3	4	5	12
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	2,105	2,105	2,105	2,105	2,105	2,105	2,105	2,105	2,105	2,105	2,105	2,105	2,105
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688
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	0,440	0,440
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688	0,688
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	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	0,002	0,002
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	2,107	2,107	2,107	2,107	2,107	2,107	2,107	2,107	2,107	2,107	2,107	2,107	2,107
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070	1,070
Доля резерва	%	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8	60,8
<b>Котельная № 12, ул. Ленина, 90а</b>														
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 <sup>3</sup>	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	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	-	-	-	-	-	-	-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-	-	-	-	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	-	-	-	-	-	-	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	-	-	-	-	-	-	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,151	0,151	0,151	0,151	0,151	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	89,4	89,4	89,4	89,4	89,4	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36</b>														
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	0,016	0,016
Срок службы	лет	13	14	15	16	17	18	19	20	1	2	3	4	11
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,001	0,001	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	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	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	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	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	0,003	0,003
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,033	0,033



Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
		факт	оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
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	0,047	0,047
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в</b>														
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	7,439	7,439
Срок службы	лет	13	14	15	16	17	18	1	2	3	4	5	5	5
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	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	2,990	2,990	2,990	2,990	2,990	2,990	4,407	4,407	4,407	4,407	4,407	4,407	4,407
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,759	0,759	0,759	0,759	0,759	0,759	0,759
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,493	0,493	0,493	0,493	0,493	0,493	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668	0,668
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,759	0,759	0,759	0,759	0,759	0,759	0,759
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,584	0,759	0,759	0,759	0,759	0,759	0,759	0,759
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	1,739	1,739
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	2,944	2,944	2,944	2,944	2,944	2,944	4,327	4,327	4,327	4,327	4,327	4,327	4,327
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	5,851	4,941	4,941	4,941	4,941	4,941	4,941	4,941
Доля резерва	%	78,7	78,7	78,7	78,7	78,7	78,7	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4	66,4
<b>Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в</b>														
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	4,388	4,388
Срок службы	лет	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	7	8	15
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,087	1,087	1,087	1,087	1,087	1,087	1,087	1,087	1,087	1,087	1,087	1,087	1,087
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164
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	0,134	0,134
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164	0,164
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	0,000	0,000
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	0,489	0,489
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,065	1,065	1,065	1,065	1,065	1,065	1,065	1,065	1,065	1,065	1,065	1,065	1,065
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	3,736	3,736	3,736	3,736	3,736	3,736	3,736	3,736	3,736	3,736	3,736	3,736	3,736
Доля резерва	%	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1	85,1
<b>Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16</b>														
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	0,618	0,618	0,618	0,618	0,618	0,618	0,618
Срок службы	лет	19	20	21	22	23	24	1	2	3	4	5	6	13
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,553	0,553	0,553	0,553	0,553	0,553	0,553	0,553	0,553	0,553	0,553	0,553	0,553
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136	0,136



Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
		факт	оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138	0,138
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,109	0,109
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,548	0,548	0,548	0,548	0,548	0,548	0,548	0,548	0,548	0,548	0,548	0,548	0,548
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371	0,371
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	-	-	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
<b>Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в</b>														
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	7,732	7,732
Срок службы	лет	13	14	15	16	17	1	2	3	4	5	6	7	14
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,003	0,003	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	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073
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	0,037	0,037
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223	0,223
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	7,659	7,659	7,659	7,659	7,659	7,659	7,659	7,659	7,659	7,659	7,659	7,659	7,659
Доля резерва	%	99,056	99,056	99,056	99,056	99,056	99,056	99,056	99,056	99,056	99,056	99,056	99,056	99,056
<b>Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в</b>														
Производительность ВПУ	т/ч	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	-	-	-	-	-	-	-
Срок службы	лет	13	14	15	16	17	18	-	-	-	-	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,1	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	1,801	1,801	1,811	1,811	1,811	1,189	-	-	-	-	-	-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,301	0,301	0,304	0,304	0,304	0,100	-	-	-	-	-	-	-
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,274	0,274	0,276	0,276	0,276	0,100	-	-	-	-	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,301	0,301	0,304	0,304	0,304	0,100	-	-	-	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,301	0,301	0,304	0,304	0,304	0,100	-	-	-	-	-	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	0,735	0,735	0,735	0,735	0,735	0,735	-	-	-	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	1,767	1,767	1,777	1,777	1,777	1,155	-	-	-	-	-	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,264	2,264	2,261	2,261	2,261	2,464	-	-	-	-	-	-	-
Доля резерва	%	68,6	68,6	68,5	68,5	68,5	74,7	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16</b>														
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	2,716	2,716
Срок службы	лет	2	3	4	5	1	2	3	4	5	6	7	8	15

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
		факт	оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897	0,897
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208
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	0,172	0,172
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208	0,208
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,217	0,217
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887	0,887
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	2,291	2,291	2,291	2,291	2,291	2,291	2,291	2,291	2,291	2,291	2,291	2,291	2,291
Доля резерва	%	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3	84,3
<b>Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в</b>														
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	30,355	30,355
Срок службы	лет	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	26
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	3,129	3,129	3,129	3,129	3,129	3,129	3,129	3,129	3,129	3,129	3,129	3,129	3,129
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,686	0,686	0,686	0,686	0,686	0,686	0,686	0,686	0,686	0,686	0,686	0,686	0,686
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,002	0,002
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	3,131	3,131	3,131	3,131	3,131	3,131	3,131	3,131	3,131	3,131	3,131	3,131	3,131
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	29,330	29,330	29,330	29,330	29,330	29,330	29,330	29,330	29,330	29,330	29,330	29,330	29,330
Доля резерва	%	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6	96,6
<b>Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50</b>														
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	39,683	39,683
Срок службы	лет	15	16	17	18	19	20	21	22	23	1	2	3	10
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	20,676	20,676	20,676	20,676	20,676	20,676	20,676	20,676	20,676	20,676	20,676	20,676	20,676
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	1,438	1,438	1,438	1,438	1,438	1,438	1,438	1,438	1,438	1,438	1,438	1,438	1,438
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845	1,845
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	12,527	12,527
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	20,099	20,099	20,099	20,099	20,099	20,099	20,099	20,099	20,099	20,099	20,099	20,099	20,099
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	25,310	25,310	25,310	25,310	25,310	25,310	25,310	25,310	25,310	25,310	25,310	25,310	25,310
Доля резерва	%	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8	63,8
<b>Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а</b>														
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	0,013	0,013
Срок службы	лет	5	6	7	8	9	10	11	12	13	1	2	3	10

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
		факт	оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,001	0,001	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	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010
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	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	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	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	0,003	0,003
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/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	0,010
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/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	0,010
Доля резерва	%	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6	73,6
<b>Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а</b>														
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	5,131	5,131
Срок службы	лет	18	19	20	21	22	23	24	25	26	1	2	3	10
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,002	0,002	0,002	0,002	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	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/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	0,013
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	0,005	0,005
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/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	0,013
нормативные утечки теплоносителя	т/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	0,013
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	5,118	5,118	5,118	5,118	5,118	5,118	5,118	5,118	5,118	5,118	5,118	5,118	5,118
Доля резерва	%	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7
<b>Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в</b>														
Производительность ВПУ	т/ч	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	-	-	-
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,112	0,112	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	-0,037	-	-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,036	0,036	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	-0,013	-	-	-
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,029	0,029	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	-0,013	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,036	0,036	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	-0,013	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,036	0,036	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	-0,013	-	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	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	0,112	0,112	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	0,122	-0,037	-	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,432	0,432	0,429	0,429	0,429	0,429	0,429	0,429	0,429	0,481	-	-	-

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
		факт	оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
Доля резерва	%	91,9	91,9	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	91,2	102,3	-	-	-
<b>Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3</b>														
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180	0,180
Срок службы	лет	21	22	23	24	25	1	2	3	4	5	6	7	14
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,001	0,001	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	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
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	0,024	0,024	0,024	0,024
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	0,015	0,015
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	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	0,024	0,024	0,024	0,024
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,003	0,003
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/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	0,076
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	0,154	0,154	0,154	0,154	0,154	0,154	0,154	0,154
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4	85,4
<b>Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в</b>														
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	0,234	0,234
Срок службы	лет	13	14	15	16	17	18	19	20	1	2	3	4	11
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,001	0,001	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	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058	0,058
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156	0,156
Доля резерва	%	66,6	66,6	66,6	66,6	66,6	66,6	66,6	66,6	66,6	66,6	66,6	66,6	66,6
<b>Котельная № 31, ул. Ленина, 26б</b>														
Производительность ВПУ	т/ч	0,1	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	27	-	-	-
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м <sup>3</sup>	0,002	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	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	-0,323	-	-	-
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	-0,106	-	-	-
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	-0,106	-	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	-0,106	-	-	-



Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
		факт	оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	-0,106	-	-	-
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	0,066	-0,323	-	-	-
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,078	0,206	-	-	-
Доля резерва	%	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	78,5	205,6	-	-	-
<b>Итого город Тобольск</b>														
Производительность ВПУ	т/ч	120,302	120,302	120,302	120,302	120,302	120,482	117,631	117,631	117,631	117,631	112,561	112,561	112,561
Нагрузка (отопление и вентиляция, ГВС)	Гкал/ч	56,758	56,757	56,847	57,047	57,047	56,013	56,013	56,013	56,013	53,855	53,855	53,855	53,855
Объем системы ТС в отопительный период	м³	3001,85	3001,84	3007,42	3024,88	3024,88	2934,63	2973,55	2973,55	2973,55	2851,97	2851,97	2851,97	2851,97
Объем сетей	м³	2337,78	2337,78	2342,31	2357,43	2357,43	2279,27	2318,20	2318,20	2318,20	2221,87	2221,87	2221,87	2221,87
Увеличение объема сети	м³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Объем системы потребителей	м³	664,07	664,06	665,11	667,45	667,45	655,35	655,35	655,35	655,35	630,10	630,10	630,10	630,10
Объем системы ТС в неотапливаемый период	м³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Среднегодовой объем сетей	м³	1899,80	1899,79	1903,33	1914,38	1914,38	1857,26	1881,89	1881,89	1881,89	1804,95	1804,95	1804,95	1804,95
Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Общая емкость баков- аккумуляторов	тыс. м³	3,3	3,3	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	42,481	42,481	41,436	42,654	42,654	41,977	42,269	42,269	42,269	41,357	41,357	41,357	41,357
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	7,362	7,362	7,376	7,419	7,419	7,197	7,293	7,293	7,293	6,994	6,994	6,994	6,994
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	5,733	5,733	5,745	5,782	5,782	5,590	5,685	5,685	5,685	5,449	5,449	5,449	5,449
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	7,362	7,362	7,376	7,419	7,419	7,197	7,293	7,293	7,293	6,994	6,994	6,994	6,994
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	7,362	7,362	7,376	7,419	7,419	7,197	7,293	7,293	7,293	6,994	6,994	6,994	6,994
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	16,643	16,643
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	41,720	41,720	41,762	41,893	41,893	41,216	41,508	41,508	41,508	40,596	40,596	40,596	40,596
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	96,296	96,296	96,283	96,240	96,240	96,641	93,695	93,695	93,695	93,993	88,923	88,923	88,923
Доля резерва	%	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,2	79,7	79,7	79,7	79,9	79,0	79,0	79,0
<b>Тобольская ТЭЦ</b>														
Производительность ВПУ	т/ч	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320	1320
Среднегодовой объем сетей	м³	24819,1	24867,6	24897,1	24900,9	24901,8	24932,8	24963,8	24994,8	25025,8	25056,8	25087,8	25118,8	25335,8
Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	294,12	294,70	295,05	295,09	295,10	295,47	295,84	296,20	296,57	296,94	297,31	297,67	300,25
Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	96,18	96,37	96,48	96,50	96,50	96,62	96,74	96,86	96,98	97,10	97,22	97,34	98,18
в т.ч. тепловых сетей (без учета сетей потребителей)	т/ч	86,67	86,67	86,67	86,67	86,67	86,67	86,67	86,67	86,67	86,67	86,67	86,67	86,67
Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	96	96	96	96	96	97	97	97	97	97	97	97	98
нормативные утечки теплоносителя	т/ч	96,178	96,366	96,480	96,495	96,499	96,619	96,739	96,859	96,979	97,099	97,219	97,339	98,180
сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Объем аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой) (нормативный)	т/ч	294,123	294,697	295,047	295,092	295,103	295,470	295,837	296,205	296,572	296,939	297,307	297,674	300,246
Резерв (+)/дефицит (-) ВПУ	т/ч	1223,82	1223,63	1223,52	1223,50	1223,50	1223,38	1223,26	1223,14	1223,02	1222,90	1222,78	1222,66	1221,82
Доля резерва	%	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,7	92,6	92,6	92,6	92,6

## **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 2040 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. 86).

## **6.3 Сведения о наличии баков-аккумуляторов**

Информация по бакам-аккумуляторам на котельных города Тобольска отражена в таблице 86.

## **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 таблицах 86-87.

**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 разработке схемы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска произошли изменения в части объемов сетей и систем потребления.

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

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
				2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
<b>Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55</b>														
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032	0,032
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,613	0,613	0,613	0,613	0,613	0,613	0,613	0,613	0,613	0,613	0,613	0,613	0,613
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039
<b>Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136</b>														
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889	2,889
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049	2,049
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,407	0,407	0,407	0,407	0,407	0,407	0,407	0,407	0,407	0,407	0,407	0,407	0,407
<b>Котельная № 4, ул. Мира, 76</b>														
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	1,505	1,505	1,523	1,765	1,765	1,765	1,765	1,765	1,765	1,765	1,898	1,898	1,898
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	1,505	1,505	1,523	1,765	1,765	1,765	1,765	1,765	1,765	1,765	1,898	1,898	1,898
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	1,297	0,983	0,983
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,203	0,203	0,205	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,239	0,258	0,258	0,258
<b>Котельная № 5, ул. Ленина, 72а</b>														
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	1,142	1,142	1,160	1,160	1,160	1,160	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	1,142	1,142	1,160	1,160	1,160	1,160	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,735	0,735	0,735	0,735	0,735	0,735	0,756	0,756	0,756	0,756	0,756	0,756	0,756
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,159	0,159	0,161	0,161	0,161	0,161	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177	0,177
<b>Котельная № 6, ул.2-я Вокзальная, 22</b>														
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544	2,544
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	2,153	2,153	2,153	2,153	2,153	2,153	2,153	2,153	2,153	2,153	2,153	2,153	2,153
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,358	0,358	0,358	0,358	0,358	0,358	0,358	0,358	0,358	0,358	0,358	0,358	0,358
<b>Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11</b>														
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	0,150	-	-	-	-
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	0,006	-	-	-	-
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,0191	0,0191	0,0191	0,0191	0,0191	0,0191	0,0191	0,0191	0,0191	-	-	-	-
<b>Котельная № 9, п. Сумкино, ул. Гагарина, №2в</b>														
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526	2,526
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176	0,176
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342	0,342

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)	
				2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.	
<b>Котельная № 10, ул. Володарского, уч.27а</b>															
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м³	1,321	1,321	1,326	1,326	1,326	1,326	1,326	1,326	1,326	1,326	1,182	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	1,321	1,321	1,326	1,326	1,326	1,326	1,326	1,326	1,326	1,326	1,182	-	-	-
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	-	-	-
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м³	0,186	0,186	0,186	0,186	0,186	0,186	0,186	0,186	0,186	0,186	0,171	-	-	-
<b>Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в</b>															
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м³	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891	3,891
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м³	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511	0,511
<b>Котельная № 12, ул. Ленина, 90а</b>															
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м³	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	-	-	-	-	-	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,093	0,093	0,093	0,093	0,093	-	-	-	-	-	-	-	-	-
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,020	0,020	0,020	0,020	0,020	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м³	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36</b>															
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м³	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м³	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м³	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019
<b>Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в</b>															
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м³	3,299	3,299	3,299	3,299	3,299	3,299	4,287	4,287	4,287	4,287	4,287	4,287	4,287	4,287
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	3,299	3,299	3,299	3,299	3,299	3,299	4,287	4,287	4,287	4,287	4,287	4,287	4,287	4,287
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м³	4,629	4,629	4,629	4,629	4,629	4,629	8,464	8,464	8,464	8,464	8,464	8,464	8,464	8,464
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м³	0,458	0,458	0,458	0,458	0,458	0,458	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
<b>Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в</b>															
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м³	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925	0,925
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м³	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750	1,750
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м³	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
<b>Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16</b>															
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м³	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780	0,780
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м³	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м³	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112	0,112
<b>Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в</b>															
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м³	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м³	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413	0,413
сверхнормативный расход воды	тыс. м³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
				2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445	0,445
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052
<b>Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в</b>														
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	1,698	1,698	1,717	1,717	1,717	-	-	-	-	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	1,698	1,698	1,717	1,717	1,717	-	-	-	-	-	-	-	-
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	3,834	3,834	3,834	3,834	3,834	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,240	0,240	0,242	0,242	0,242	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Котельная № 19, ул. Судостроителей, 16</b>														
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177	1,177
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283	1,283
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162	0,162
<b>Котельная № 20, Северный пром. Район, квартал 1а, стр. 3в,</b>														
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782	5,782
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183	0,183
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,765	0,765	0,765	0,765	0,765	0,765	0,765	0,765	0,765	0,765	0,765	0,765	0,765
<b>Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50,</b>														
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428	10,428
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	62,417	62,417	62,417	62,417	62,417	62,417	62,417	62,417	62,417	62,417	62,417	62,417	62,417
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	1,422	1,422	1,422	1,422	1,422	1,422	1,422	1,422	1,422	1,422	1,422	1,422	1,422
<b>Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а,</b>														
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
<b>Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а,</b>														
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074	0,074
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009
<b>Котельная № 27, ул. Лермонтова, 5в,</b>														
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,203	0,203	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,203	0,203	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222	0,222	-	-	-	-
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	-	-	-	-
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,028	0,028	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	-	-	-	-
<b>Котельная № 28, Пионерная база, БСИ-2, квартал 3,</b>														

Наименование показателя (источника)	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)	
				2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.	
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134	0,134
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018	0,018
<b>Котельная № 29, ул. Базарная площадь, 18в,</b>															
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060
<b>Котельная № 31, ул. Ленина, 26б,</b>															
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	-	-	-	-	-
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	0,121	-	-	-	-	-
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	-	-	-	-	-
<b>Тобольская ТЭЦ</b>															
Всего подпитка тепловой сети, в т. ч.:	тыс. м <sup>3</sup>	543,539	544,600	545,247	545,330	545,350	546,028	546,707	547,386	548,065	548,744	549,423	550,102	554,854	554,854
нормативные утечки теплоносителя в сетях	тыс. м <sup>3</sup>	543,539	544,600	545,247	545,330	545,350	546,028	546,707	547,386	548,065	548,744	549,423	550,102	554,854	554,854
сверхнормативный расход воды	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на ГВС	тыс. м <sup>3</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход воды на заполнение и испытание	тыс. м <sup>3</sup>	76,495	76,610	76,680	76,689	76,691	76,764	76,838	76,911	76,985	77,058	77,132	77,205	77,720	77,720

## **Глава 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 (Глава 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, утв. 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/м<sup>2</sup>;

– 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, выполненное**

## **в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения**

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 России 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 № 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, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения**

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.

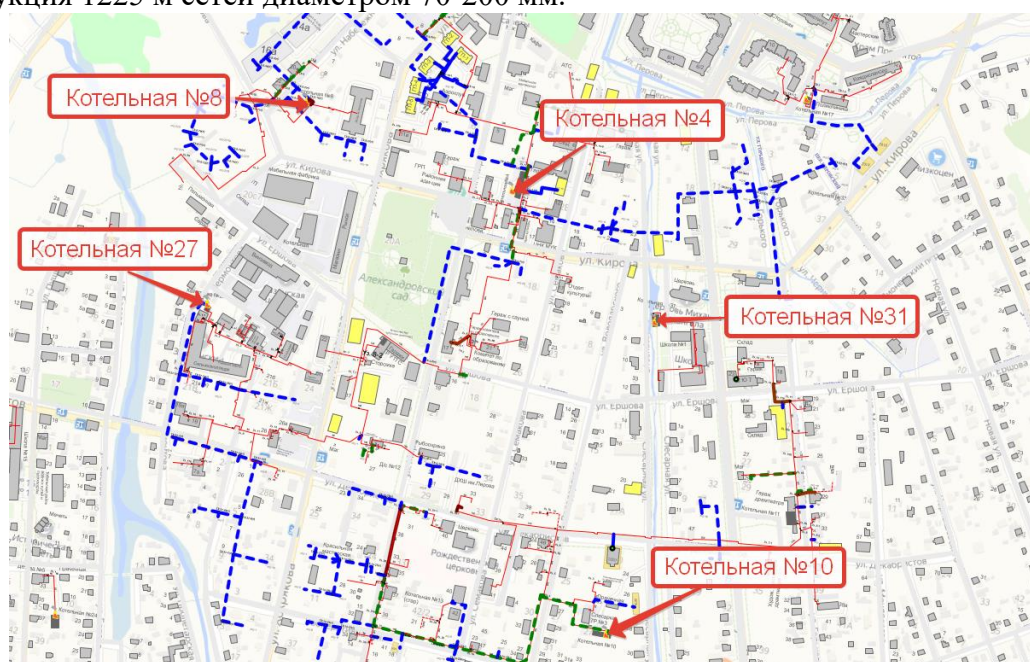
## 7.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

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.



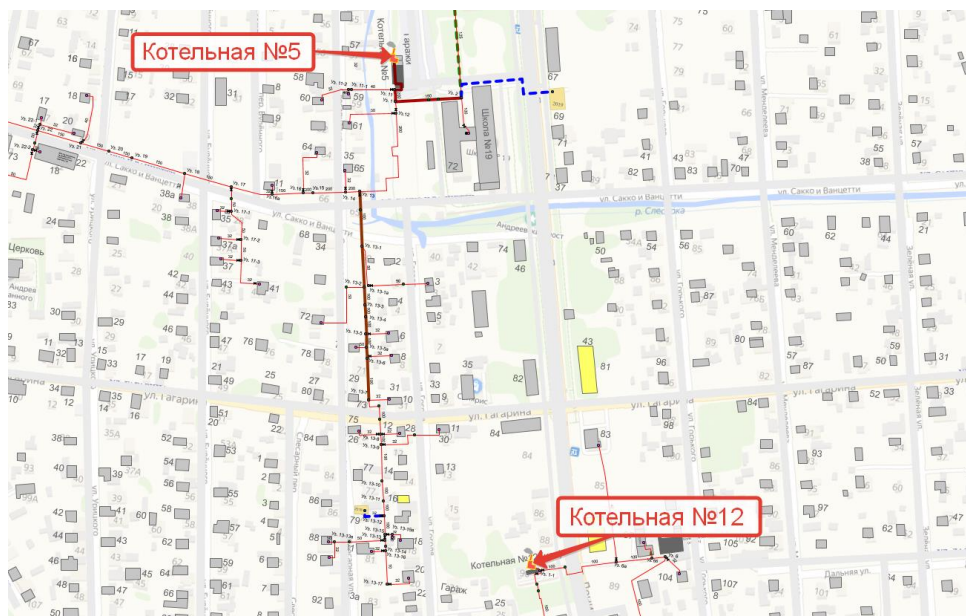
**Рисунок 17. Перераспределение нагрузок между котельными №№ 4, 8, 10, 27, 31**

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.



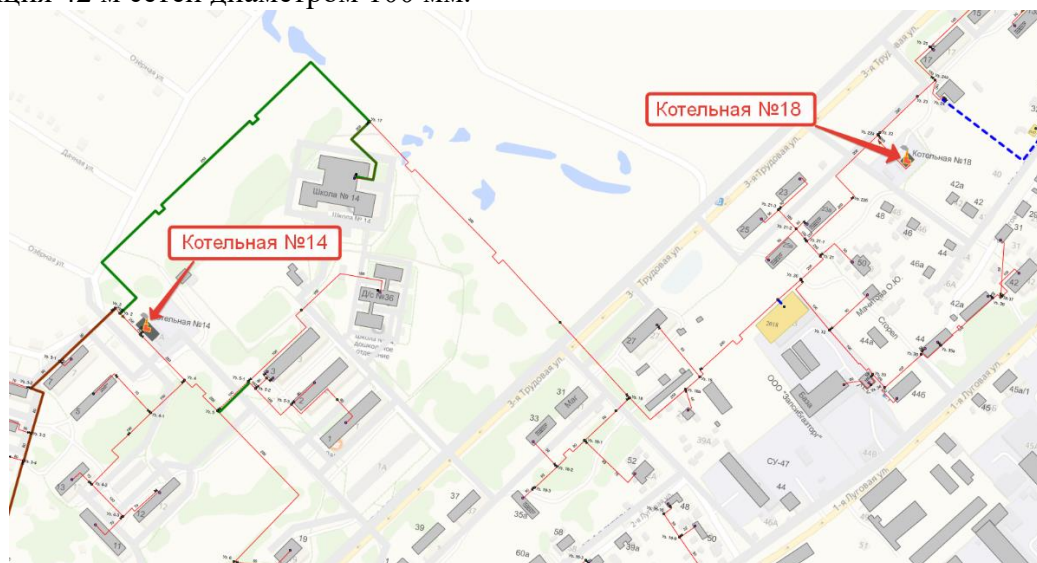


**Рисунок 18. Перераспределение нагрузки между котельными № 5 и № 12**

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 Российской Федерации 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 Главе 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 Главе 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 2040 г. представлен в Главе 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/м<sup>2</sup>.

### **7.15 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения**

Радиус эффективного теплоснабжения – максимальное расстояние от теплотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплотребляющей 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, утв. 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 разработке 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 разработанной 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

## Глава 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 бесхозяйных 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 90

#### Перечень потребителей с перспективной нагрузкой

№ 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	-	0,119	2026
2	Многоэтажный жилой дом с нежилыми помещениями ГП-3	ул. Семена Ремезова, уч. 187	0,787	0,02	0,301	1,108	2023
3	Многоэтажный жилой дом с нежилыми помещениями ГП-4	ул. Семена Ремезова, уч. 187	0,787	0,02	0,301	1,108	2023

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположение объекта	Qот, Гкал/ч	Qвент, Гкал/ч	Qгвс, Гкал/ч	Qобщ, Гкал/ч	Срок подключения по договору
4	Жилой комплекс, Парковый" в 6 мкрн. г. Тобольска, ГП-1 (3-й этап строительства)	6 мкр., уч. 110	0,612	-	0,366	0,978	2023
5	Многоквартирный жилой дом	15 мкр., уч. 16	1,458	-	0,646	2,104	2023
6	Строительство спортивного комплекса "Центр гимнастики" г. Тобольск	7а мкр., уч. 45	0,2	0,313	0,05	0,563	2023
7	Ресторан быстрого питания "Макдональдс"	мкр. 10	0,3	0,008	0,03	0,338	2023
8	Жилые дома с нежилыми помещениями г. Тобольск, Зона Вузов	Зона Вузов, уч. 7	1,998	-	0,997	2,995	2024
9	Многофункциональный комплекс в Тобольске, в границах улиц Рощинский переулок и улица Первомайская. 1 этап строительства - Торговый центр. 2 этап строительства - Гостиница	пер. Рощинский, 63	0,118	-	0,06	0,178	2023
			0,097	0,071	0,123	0,291	2025
10	Магазин «Пятерочка»	15 микрорайон	0,079	0,086	-	0,165	4 кв. 2023
11	«Магазин»	Тюменская область, 15 микрорайон, земельный участок 12а.	0,058	-	-	0,058	2024
12	"Среднеэтажный жилой дом с нежилыми помещениями"	ул. Октябрьская, участок №58	0,096	0,082	0,046	0,224	2025
13	«Объект культурного наследия регионального значения «Дом Неводчикова»	ул. Хохрякова, участок 10	0,2	-	-	0,2	2025
14	"Для индивидуального жилищного строительства"	г.Тобольск, ул.Кирова, участок №16	0,015	-	-	0,015	2024
15	"Для индивидуального жилищного строительства"	г.Тобольск, улица Декабристов, участок №24	0,015	-	-	0,015	2024
16	"Для строительства нового жилого дома"	г.Тобольск, переулок 1-й Луговой, 13	0,015	-	-	0,015	2024
17	"Для индивидуальной жилой застройки"	г.Тобольск, микрорайон Защитино, улица Монтажников, земельный участок 7	0,015	-	-	0,015	2024
18	"Для индивидуального жилищного строительства"	г.Тобольск, ул.Горького, участок №27, кадастровый номер 72:24:0603009:387	0,015	-	-	0,015	2024
19	"Для индивидуального жилищного строительства"	г.Тобольск, улица Слесарная, участок 24	0,015	-	-	0,015	2024
20	"Под блок гаражей"	г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №110в, участок №1	0,015	-	-	0,015	2024

№ п/п	Наименование объекта	Месторасположение объекта	Qот, Гкал/ч	Qвент, Гкал/ч	Qгвс, Гкал/ч	Qобщ, Гкал/ч	Срок подключения по договору
21	"Под гараж"	г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №1136, блок 9, участок №130	0,015	-	-	0,015	2024
22	"Под гараж"	г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №1136, блок 9, участок №131	0,015	-	-	0,015	2024
23	"Гаражи индивидуального транспорта"	г.Тобольск, улица Семена Ремезова	0,015	-	-	0,015	2024
24	"Под гараж"	г.Тобольск, улица Семена Ремезова, №1136, блок 9, участок №129	0,015	-	-	0,015	2024
25	"Дополнительный земельный участок для содержания и эксплуатации здания и подсобных помещений"	г.Тобольск, 7 микрорайон, 17, с кадастровым номером 72:24:0304005:23	0,015	-	-	0,015	2024
26	"Под магазин(Теремок)"	г.Тобольск, мкр. 4-й, участок №2а	0,015	-	-	0,015	2024
27	"Под незавершенное строительством нежилое строение(гараж)"	г.Тобольск, ул.Хохрякова, №28, строение 1, кадастровый номер 72:24:0603015:33	0,015	-	-	0,015	2024
28	"Здравоохранение"	г.Тобольск, переулок Сибирский, участок 5а, с кадастровым номером 72:24:0305015:147	0,015	-	-	0,015	2024
29	"Под нежилые строения(АБК, котельная, производственный корпус)"	г.Тобольск, ул.Первомайская, №20а,20б,20в	0,015	-	-	0,015	2024
30	"Для общественно-деловой застройки"	г.Тобольск, ул.Знаменского,4	0,015	-	-	0,015	2024
31	"Административно-деловой центр"	г.Тобольск, ул.Семена Ремезова, 124	0,12	-	-	0,12	2024
32	"Для жилищного строительства"	г.Тобольск, Зона ВУЗов 2б	0,150	-	-	0,15	2024
33	"Объект торгового назначения"	г.Тобольск, ул. Ремезова, 150а	0,500	-	-	0,5	2024
<b>Итого</b>			<b>7,913</b>	<b>0,621</b>	<b>2,92</b>	<b>11,454</b>	-

### **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 Главе 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, микроразрывов 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 объема 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 разработки 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/см<sup>2</sup> (после ПНС-2 – 8,66 кгс/см<sup>2</sup>, после ПНС-1, ПНС-3 – 9,19 и 9,17 кгс/см<sup>2</sup> 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.

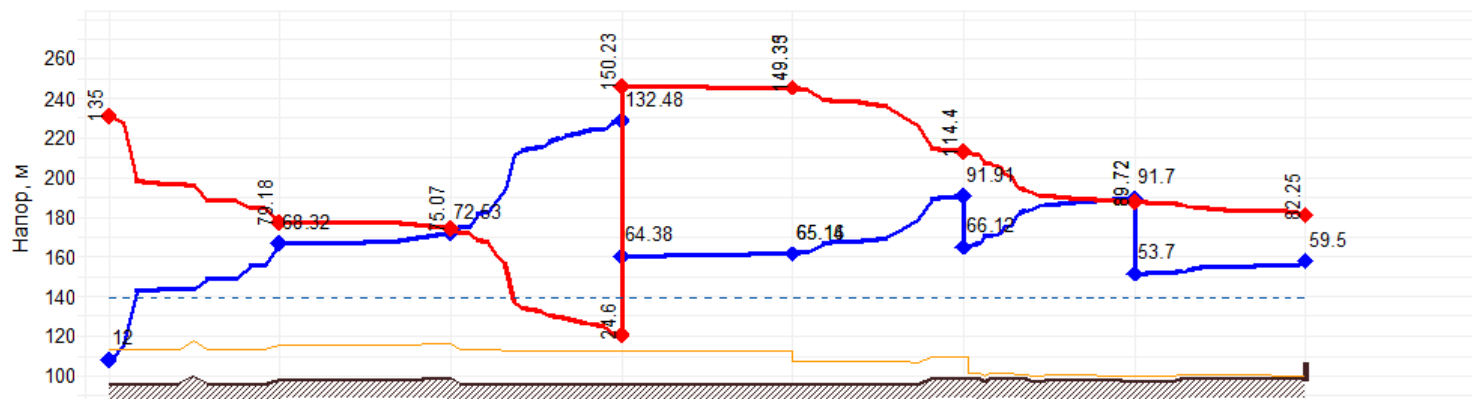
Перечень мероприятий по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений с оценкой финансовых потребностей по вариантам перспективного развития представлен в Приложении 1.

#### **Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий разработке 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 разработанной 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.

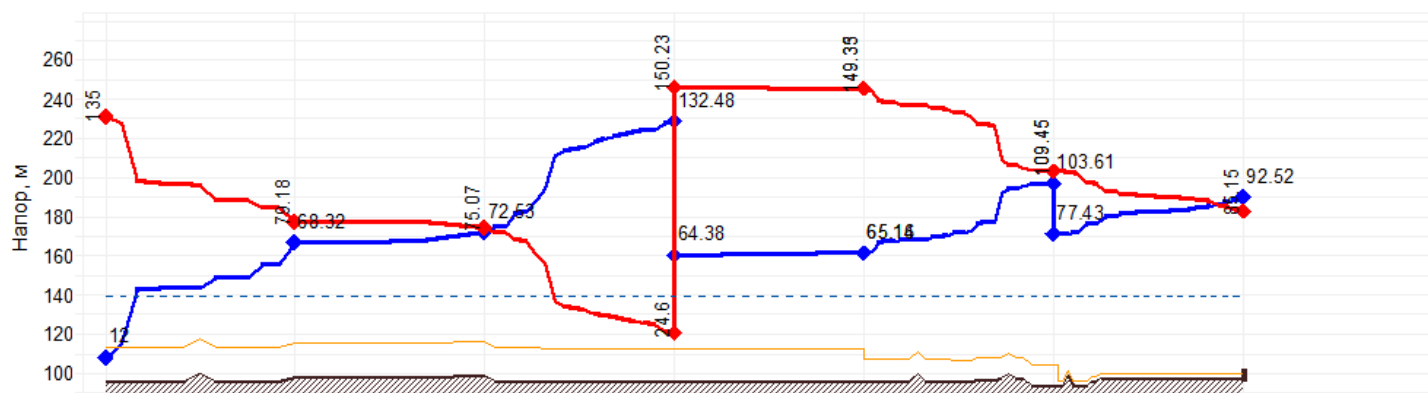
Пьезометрический график от «Тобольская ТЭЦ» до «Архив-2»



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»

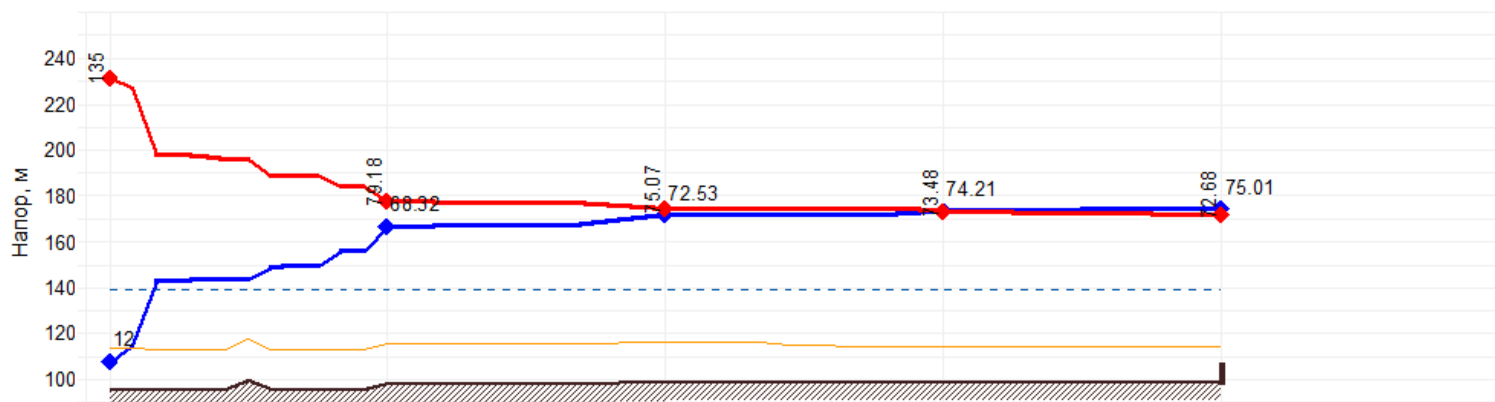
Пьезометрический график от «Тобольская ТЭЦ» до «Драмтеатр»



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	Ответвление на П-3а	Ответвление 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»

## **Глава 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.

В рамках разработки Схемы теплоснабжения, дополнительно, выполнена оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения.

### **9.1 Технико-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 ТЭЦ, 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 91**

**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, 3б	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
42	15 мкр-н, 39	ИТП
43	15 мкр-н (Автомойка и автосервис)	ИТП
44	9-Зона ВУЗов 5	ИТП



№№	Адрес МКД	ЦТП/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 91<sup>13</sup>.

**Таблица 92**

**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
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

<sup>13</sup> 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
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
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

<b>№№</b>	<b>Адрес МКД</b>	<b>Год реализации выполнения работ по капитальному ремонту</b>
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. Рошинский, 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

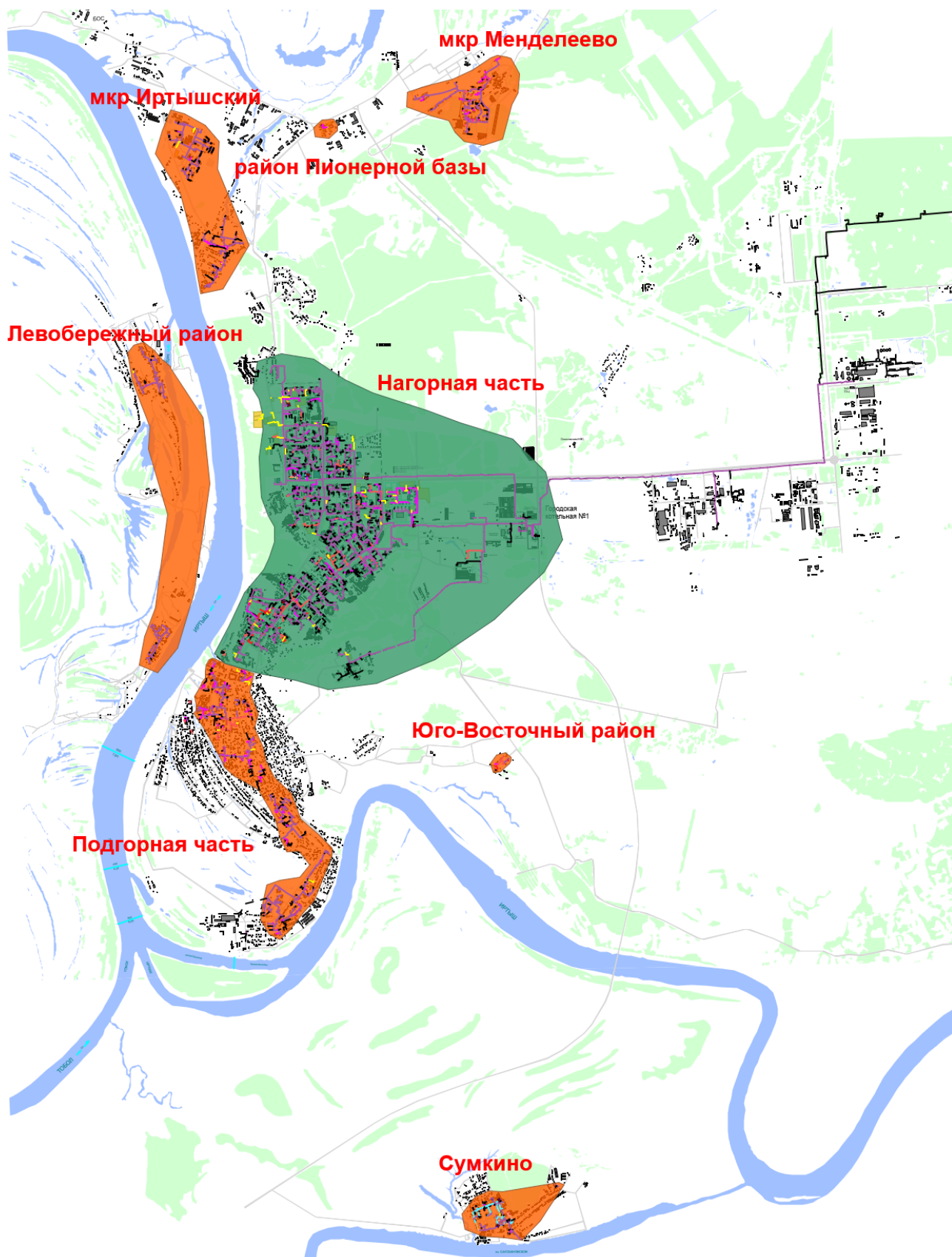
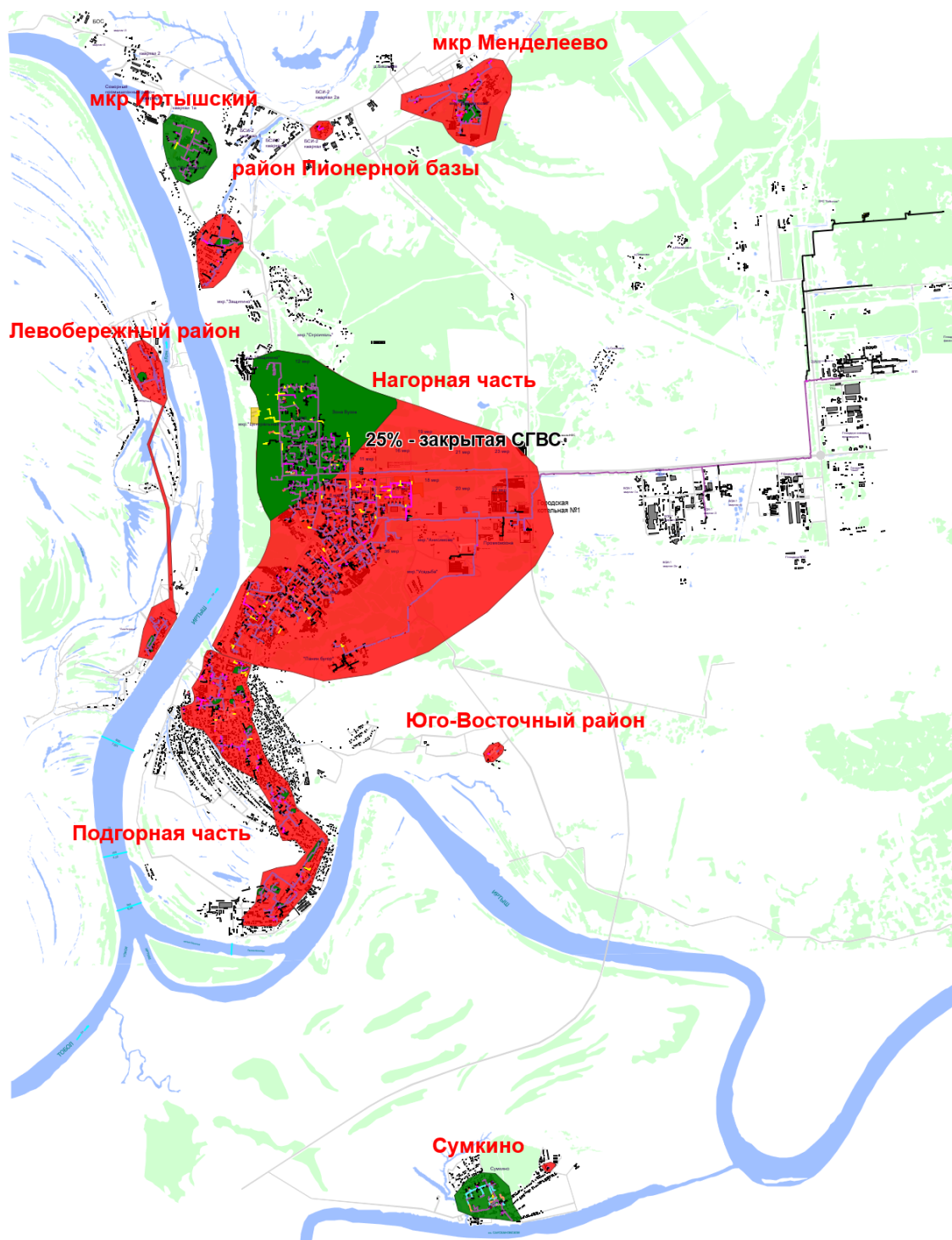


Рисунок 23. Основные районы города Тобольска



**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-технических 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 разработки Схемы теплоснабжения города Тобольска рассмотрены два варианта.

**Вариант 1 (основной вариант)**

<p><b>Модель для Нагорной части, Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино</b></p>	
<p><b>переход на закрытую систему горячего водоснабжения</b></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><b>использование открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в существующем режиме в МКД, в подвалах которых отсутствует техническая возможность установки теплообменного оборудования</b></p> <p>данный вариант направлен на надежность существующей системы теплоснабжения, на снижение подпитки в рамках ГВС</p> <p><b>использование автономной системы горячего водоснабжения (самостоятельно потребителями)</b></p>	

**Вариант 2**

<p><b>Модель для Нагорной части города</b></p>	<p><b>Модель для Подгорной части города, мкр. Иртышский, мкр. Менделеево, Юго-Восточного района, Левобережного района, района Пионерной базы и п. Сумкино</b></p>
<p><b>комбинированный вариант перехода на закрытую систему горячего водоснабжения</b></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><b>переход на закрытую систему горячего водоснабжения</b></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><b>использование открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в существующем режиме в МКД, в подвалах которых отсутствует техническая возможность установки теплообменного оборудования</b></p> <p>данный вариант направлен на надежность существующей системы теплоснабжения, на снижение подпитки в рамках ГВС</p> <p><b>использование автономной системы горячего водоснабжения (самостоятельно потребителями)</b></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, термопары, 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 предусмотрено<sup>14</sup>.

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.

---

<sup>14</sup> 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 93**

**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 <sup>15</sup>
<b>Нагорная часть</b>			
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
<b>Итого:</b>			<b>70,62</b>

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;

<sup>15</sup> 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 94

## 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.
<b>Нагорная часть</b>					
1	1 мкр-н	строительство ЦТП	1 442	90 563	<b>92 006</b>
2	2 мкр-н	модернизация ПНС №1 с установкой энергоэффективного оборудования	2 098	118 573	<b>120 670</b>
3	3 мкр-н			55 396	<b>55 396</b>
4	3 А мкр-н	строительство ЦТП	1 704	120 596	<b>122 300</b>
5	3 Б мкр-н	строительство ЦТП	1 573	27 854	<b>29 427</b>
6	4 мкр-н	строительство ЦТП	1 967	114 216	<b>116 182</b>
7	6 мкр-н	строительство ЦТП	1 835	74 847	<b>76 683</b>
8	7 мкр-н	модернизация ЦТП-5.1 и 5.2 с увеличением мощности и установкой энергоэффективного оборудования	1 704	84 028	<b>85 732</b>
9	7 А мкр-н	строительство ЦТП	1 573	67 845	<b>69 418</b>
		модернизация ЦТП-1 с увеличением мощности и установкой энергоэффективного оборудования	1 442	18 050	<b>19 493</b>
		модернизация ЦТП-2 с увеличением мощности и установкой энергоэффективного оборудования	1 442	17 895	<b>19 337</b>
10	8 мкр-н	строительство ЦТП	1 704	81 383	<b>83 087</b>
11	9 мкр-н	строительство ЦТП	1 770	86 673	<b>88 443</b>
12	10 мкр-н	строительство ЦТП	1 704	140 980	<b>142 685</b>
<b>Итого:</b>			<b>21 959</b>	<b>1 098 899</b>	<b>1 120 858</b>

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 предусмотрено<sup>16</sup>.

**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.

<sup>16</sup> 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 (однотупенчатые 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 (однотупенчатые 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, 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 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 предусмотрено<sup>17</sup>.

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.

---

<sup>17</sup> 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 95

**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 (2023-2040 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	<b>Вариант 1 – переход на закрытую систему горячего водоснабжения (основной вариант)</b> 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	<b>1 251 893</b>
2	<b>Вариант 2 – комбинированный вариант перехода на закрытую систему горячего водоснабжения для Нагорной части города</b> 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	<b>1 420 835</b>

## 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 96

### 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
<b>Вариант 1 – переход на закрытую систему горячего водоснабжения (основной вариант)</b>	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)		
<b>Вариант 2 – комбинированный вариант перехода на закрытую систему горячего водоснабжения для Нагорной части города</b>	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 разработке схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию переоборудованных центральных и индивидуальных тепловых пунктов**

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска произошли изменения в части корректировки предложений по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения в соответствии с изменениями в законодательную базу.

## Глава 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 разработки 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 131.13330.2020 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 – 241 день (8 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 2040 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.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)		
						2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.		
<b>1</b>	<b>Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55</b>																	
<b>1.1</b>	<b>Котельная № 2, п. Сумкино, ул. Октябрьская, 55</b>	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	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	166,12	162,45	162,45	162,45	162,45	163,67	163,67	
		годовой расход	газ	т у.т.	73,229	67,19	67,19	67,19	67,19	67,19	67,2	65,7	65,7	65,7	65,7	66,2	66,2	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110
				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	57,4
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	20,71	20,71	20,71	20,71	20,71	20,71	20,71	20,71	20,25	20,25	20,25	20,25	20,40	20,40
				м³/ч	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,96	17,56	17,56	17,56	17,56	17,56	17,69	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	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	0,02	0,02		
<b>2</b>	<b>Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136</b>																	
<b>1.2</b>	<b>Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 136</b>	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	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	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	995,6	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	
				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	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	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	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	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	0,29				
<b>3</b>	<b>Котельная № 4, ул. Мира, 76</b>																	
<b>1.3</b>	<b>Котельная № 4, ул. Мира, 76</b>	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	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	171,46		

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)		
						2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.		
		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	3153,2	3153,2		
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110
				тыс. м³	938,590	1361,5	1361,5	1361,5	1361,5	1425,4	1425,4	1425,4	1425,4	1425,4	1425,4	1425,4	2734,2	2734,2
		максимальный часовой расход	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	1 003,51	
				м³/ч	398,52	426,93	426,93	426,93	426,93	431,20	431,20	431,20	431,20	431,20	431,20	431,20	870,19	870,19
			летний	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	0,49	0,99	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	0,43	0,86	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	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	852,1	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	
				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		
			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	0,20	0,23	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	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	1213,3	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	
				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		
			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	0,27	0,27			
6	Котельная № 8, ул. Набережная Кирова, 11																	

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)		
						2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.		
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	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	158,06	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	183,7	187,0	187,0	187,0	187,0	187,0	188,4	-	-	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	-	-
				тыс. м³	165,080	165,1	165,1	165,1	159,3	162,2	162,2	162,2	162,2	162,2	162,2	163,4	-	-
		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	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	71,01	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	155,28		
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	173,97	173,97	173,97	173,97	173,97	175,71	175,71	175,71	175,71	170,25	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	2278,4	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	
				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	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	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	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	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	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	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	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	155,28	156,45	156,45	156,45	-		
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	197,00	200,62	195,71	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	755,4	761,1	761,1	761,1	-		
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	-		
				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	246,18	248,03	248,03	248,03	-		
м³/ч	197,04			218,82	213,48	213,48	213,48	213,48	213,48	213,48	215,08	215,08	215,08	-				



№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)		
						2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.		
						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	-	-		
				м³/ч	0,17	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	-	-		
<b>9</b>	<b>Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в</b>																	
<b>1.9</b>	<b>Котельная № 11, п. Сумкино, ул. Мира, №10в</b>	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	155,28		
		удельный расход топлива (на отпуск)	природный газ	кг у.т./Гкал	161,37	161,37	161,37	161,37	161,37	162,98	162,98	162,98	162,98	162,98	162,98	158,37	158,37	
		годовой расход	газ	т у.т.	2468,005	2796,7	2796,7	2796,7	2796,7	2796,7	2880,9	2880,9	2880,9	2880,9	2880,9	2799,4	2799,4	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110
				тыс. м³	2140,110	2425,1	2425,1	2425,1	2425,1	2425,1	2498,1	2498,1	2498,1	2498,1	2498,1	2498,1	2427,5	2427,5
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	830,39	830,39	830,39	830,39	830,39	830,39	838,69	838,69	838,69	838,69	838,69	838,69	814,97	814,97
				м³/ч	720,07	720,07	720,07	720,07	720,07	720,07	727,27	727,27	727,27	727,27	727,27	727,27	706,70	706,70
			летний	кг у.т./ч	63,26	63,26	63,26	63,26	63,26	63,26	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	63,90	62,09	62,09
				м³/ч	54,86	54,86	54,86	54,86	54,86	54,86	55,41	55,41	55,41	55,41	55,41	55,41	53,84	53,84
			переходный	кг у.т./ч	64,14	64,14	64,14	64,14	64,14	64,14	64,77	64,77	64,77	64,77	64,77	64,77	62,96	62,96
м³/ч	55,62			55,62	55,62	55,62	55,62	55,62	56,16	56,16	56,16	56,16	56,16	56,16	54,60	54,60		
<b>10</b>	<b>Котельная № 12, ул. Ленина, 90а</b>																	
<b>1.10</b>	<b>Котельная № 12, ул. Ленина, 90а</b>	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	91,8	98,9	-	-	-	-	-	-	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	-	-	-	-	-	-	-
				тыс. м³	81,510	79,6	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	31,66	31,90	-	-	-	-	-	-	-
				м³/ч	27,45	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	0,03	-	-	-	-	-	-	
м³/ч	0,03		0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	-	-	-	-	-	-			
<b>11</b>	<b>Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36</b>																	
<b>1.11</b>	<b>Котельная № 13, ул.3-я Речная, 36</b>	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	155,28		

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)	
						2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.	
		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	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	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110
				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	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	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	
<b>12</b>	<b>Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в</b>																
<b>1.12</b>	<b>Котельная № 14, мкрн. "Южный", 7в</b>	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	155,28	
		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	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	2026,1	2026,1	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110
				тыс. м³	1351,430	1333,8	1333,8	1333,8	1333,8	1371,9	1756,9	1756,9	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	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	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	0,59				
<b>13</b>	<b>Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в</b>																
<b>1.13</b>	<b>Котельная № 15, Левобережье, ул. Раздольная, 5в</b>	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	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	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	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	
				тыс. м³	904,950	832,1	832,1	840,5	829,0	938,8	938,8	938,8	938,8	943,5	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	215,89	215,89		
				м³/ч	186,98	186,98	186,98	188,85	186,27	186,27	186,27	186,27	186,27	187,20	187,20		
			летний	кг у.т./ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
м³/ч	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-					

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)		
						2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.		
						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
				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		
<b>14</b>	<b>Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16</b>																	
<b>1.14</b>	<b>Котельная № 16, Дом отдыха ул. Крупской, уч. 16</b>	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	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	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	42,8	42,8	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110
				тыс. м³	124,220	33,3	33,3	33,3	33,3	40,4	40,4	40,4	37,1	37,1	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	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	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	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	0,01	0,01			
<b>15</b>	<b>Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в</b>																	
<b>1.15</b>	<b>Котельная № 17, ул. Р. Люксембург, 14в</b>	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	155,28	156,45	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	156,45	156,45	157,63	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	420,3	423,4	423,4	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	
				тыс. м³	384,810	368,7	368,7	368,7	374,2	364,5	364,5	364,5	364,5	364,5	364,5	367,2	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	214,25	215,86	215,86	
				м³/ч	189,38	189,38	189,38	189,38	192,22	185,79	185,79	185,79	185,79	185,79	185,79	187,18	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	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	0,21	0,21	0,21			
<b>16</b>	<b>Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в</b>																	
<b>1.16</b>	<b>Котельная № 18, ул.3-я Трудовая, 19в</b>	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	158,61	158,61	158,61	158,61	160,19	160,19	-	-	-	-	-	-		

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)		
						2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.		
		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	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	-	-	-	-	-	-	
				тыс. м³	637,710	615,2	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	0,18	-	-	-	-	-		
				м³/ч	0,16	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	155,28	156,06	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	165,89	166,72	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	1121,2	1126,8	1126,8	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110
				тыс. м³	930,790	920,0	920,0	920,0	910,1	972,2	972,2	972,2	972,2	972,2	972,2	972,2	977,1	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	230,84	231,99	231,99	
				м³/ч	202,35	202,35	202,35	202,35	200,17	200,17	200,17	200,17	200,17	200,17	200,17	201,17	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	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	0,22	0,22	0,22			
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	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	5122,8	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	
				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	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	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	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	215,65	

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)				
						2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.				
						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				
<b>19</b>	<b>Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50</b>																			
<b>1.19</b>	<b>Котельная № 22, мкрн. Менделеево, уч. 50</b>	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	161,14	164,36	155,28	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	171,37	174,80	165,14	165,14	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	7911,4	8069,6	7623,8	7623,8	7623,8	7623,8	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110
				тыс. м³	6346,060	6392,2	6392,2	6450,7	6450,7	6860,3	6860,3	6860,3	6860,3	6860,3	6997,5	6610,9	6610,9	6610,9	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	2 461,96	2 511,20	2 372,46	2 372,46	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	2 134,87	2 177,57	2 057,26	2 057,26	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	211,63	215,86	203,93	203,93	203,93	203,93	
				м³/ч	182,02	182,02	182,02	183,51	183,51	183,51	183,51	183,51	183,51	183,51	187,18	176,84	176,84	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	214,04	218,27	206,34	206,34	206,34	206,34	
м³/ч	184,11			184,11	184,11	185,60	185,60	185,60	185,60	185,60	185,60	185,60	189,27	178,93	178,93	178,93	178,93			
<b>20</b>	<b>Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а</b>																			
<b>1.20</b>	<b>Котельная № 24, ул. Пушкина, 33а</b>	удельный расход топлива (на выработку)	природный газ	кг у.т./Гкал	162,74	162,74	162,74	162,74	162,74	162,74	162,74	165,19	165,19	165,19	155,28	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	165,67	168,16	168,16	168,16	158,08	158,08	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	23,9	23,9		
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	
				тыс. м³	23,410	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,7	22,1	22,1	22,1	22,1	20,7	20,7	20,7	20,7	
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	25,41	25,41	25,41	25,41	25,41	25,41	25,41	25,41	25,79	25,79	25,79	24,25	24,25	24,25	24,25	
				м³/ч	22,04	22,04	22,04	22,04	22,04	22,04	22,04	22,37	22,37	22,37	21,03	21,03	21,03	21,03		
			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	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	
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	0,02	0,02	0,02			
<b>21</b>	<b>Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а</b>																			
<b>1.21</b>	<b>Котельная № 25, ул. Пушкина, 22а</b>	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	155,28	155,28			

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)		
						2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.		
		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	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	133,7		
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110
				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	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	55,98		
				м³/ч	50,09	50,09	50,09	50,09	50,09	50,09	50,09	50,84	50,84	50,84	48,54	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	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	-	-	
				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	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	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	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	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	136,8	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110
				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	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	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	55,10	
			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	0,07		



№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)		
						2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.		
						м³/ч	0,06	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	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	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	331,3	331,3	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110
				тыс. м³	273,160	292,4	292,4	292,4	292,4	296,8	296,8	296,8	287,3	287,3	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	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	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	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	0,12	0,12			
25	Котельная № 31, ул. Ленина, 266																	
1.25	Котельная № 31, ул. Ленина, 266	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	209,7	-	-
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	-	-
				тыс. м³	164,630	176,6	176,6	181,9	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	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	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	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	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	25 556,9				

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)	
						2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.	
		максимальный часовой расход	зимний	кг у.т./ч	20 133,77	20 409,44	20 356,58	20 440,91	20 389,51	20 436,66	19 755,86	19 746,83	19 842,76	19 497,63	17 607,24	17 607,24	
				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	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	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	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	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	1 380,79	
<b>26</b>	<b>Тобольская ТЭЦ</b>																
<b>1.26</b>	<b>Тобольская ТЭЦ</b>	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	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	283858,8	
				калорийность	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110	8110
				тыс. м³	207779,7	211109,8	214057,4	216316,8	218355,8	240001,8	241230,6	242459,4	243688,2	244917,0	246145,8	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	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	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	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	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	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	11 094,94	



## Нормативы создания запасов аварийного топлива котельных города Тобольска

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
							2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 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	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	0,000
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.2	Котельная № 3, мкрн. "Иртышский, ул. Тюменская, 13б	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	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	0,007	
		НЭЗТ		т н.т.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.3	Котельная № 4, ул. Мира, 7б	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.10	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	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	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. 1б	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	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.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.16	Котельная № 18, ул. 3-я Трудовая, 19в	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	0,002

№ п/п	Наименование источника	Вид расхода топлива	Вид топлива / Период	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2 этап (2029 - 2033 гг.)					3 этап (2034 - 2040 гг.)
							2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2040 г.
		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	
		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			
		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			
		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			
		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			
		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		
		ННЗТ		т.н.т.	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		
		ННЗТ		т.н.т.	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		
		ННЗТ		т.н.т.	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 низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения**

На момент разработки Схемы теплоснабжения в качестве основного вида топлива является природный газ, с теплотворной способностью – 8110 ккал/м<sup>3</sup>.

### **10.5 Преобладающий в муниципальном образовании вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем муниципальном образовании**

На момент разработки 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 разработке схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии**

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска произошли изменения в части прогнозной величины тепловых нагрузок, уровня потерь, потребления тепловой энергии на собственные нужды.

## Глава 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 СНиП 41-02-2003) 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  $\lambda$  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;

$\alpha$  – 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 99

Значения коэффициентов a, b, c в формуле (8)

Коэффициент	a	b	c
Значение	2.91256074780734	20.8877641154199	-1.87928919400643

Таблица 100

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 секционирующих 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 СП 60.13330.2020 «СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».

Продолжительности стояния температур наружного воздуха принимаются по СП 131.13330.2012 «Строительная климатология».

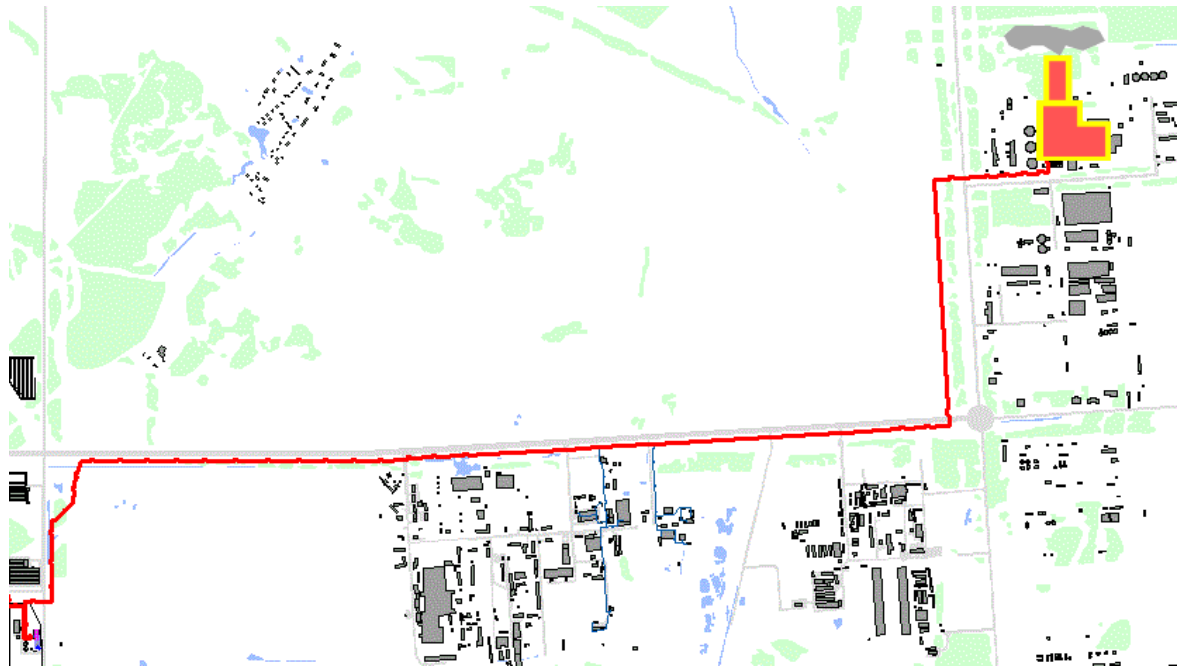
Для расчета вероятности безотказной работы систем теплоснабжения г. Тобольска от каждого источника определены основные расчетные пути до потребителя (табл. 100).

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
<b>Нагорная часть</b>	
Тобольская ТЭЦ	ГК-1
<b>Подгорная часть</b>	
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
<b>мкр. Иртышский</b>	
Котельная № 3	Верхнефилатовская, 1
Котельная № 20	ж/д №10, КХ «Расчет»
<b>мкр. Менделеево</b>	
Котельная № 22	Эстетический центр
<b>Район Юго-Восточный</b>	
Котельная № 16	ул. Крупской, 16, Южакова Г.Г.
<b>ТО Левобережье</b>	
Котельная № 15	ул. Левобережная, 48
Котельная № 19	ул. Калинина, 3
<b>п. Сумкино</b>	
Котельная № 9	ул. Заводская, 11
Котельная № 11	Ул. Водников, 3
Котельная № 2	ул. Октябрьская, 57
<b>Район Пионерной базы</b>	
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.

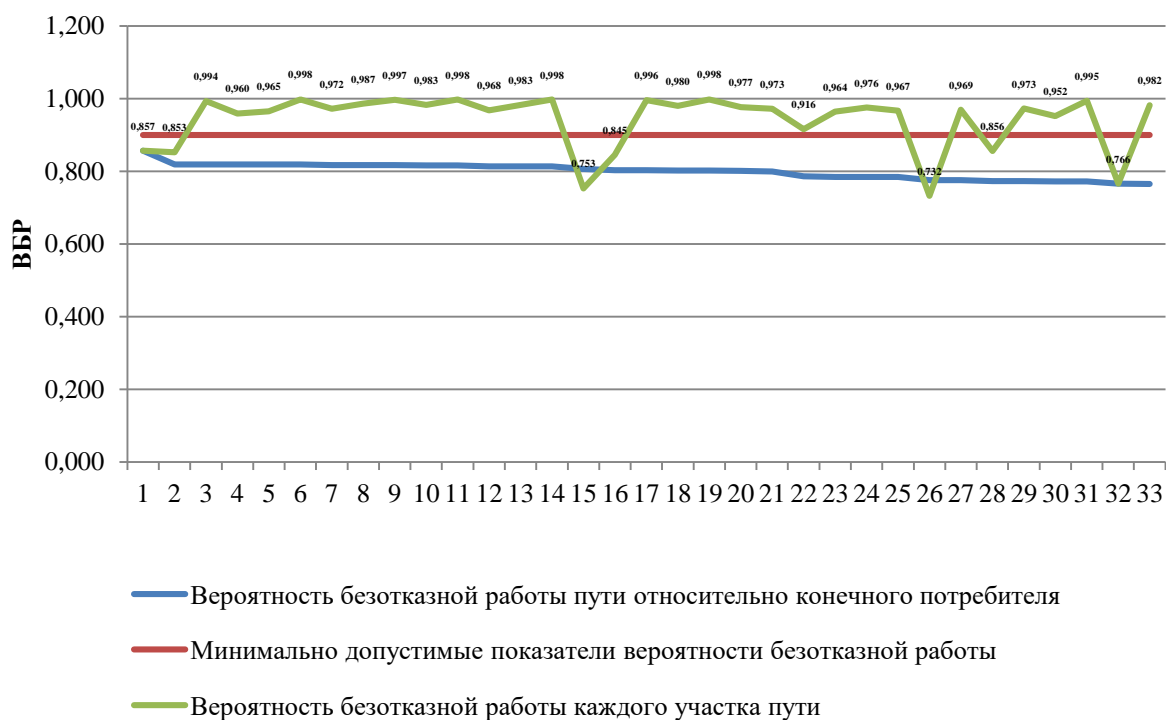


## Результаты расчета вероятности безотказной работы участка тепловой сети от Тобольской ТЭЦ до ГК-1

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 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
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	Наземная	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	Наземная	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	Наземная	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	Наземная	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	Наземная	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	Наземная	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	Наземная	1987	148,82	3694,6623	26	3,2462	19	0,787	1,18	1754,96
23	Павильон	Павильон	467,72	1	1000	1	Наземная	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	Наземная	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	Наземная	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	Наземная	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	Наземная	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»**

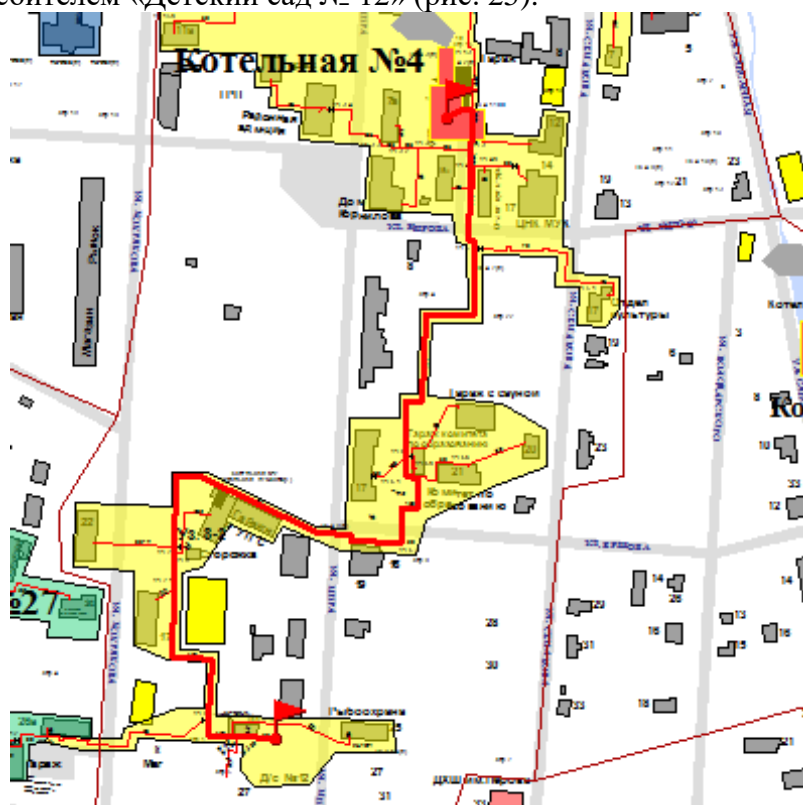
Результаты расчета показывают, что вероятность отказа теплоснабжения потребителей, присоединенных от тепловых камер указанного пути, на участках 1, 2, 15, 16, 26, 28, 32 ниже нормативной величины, требуемой СП 124.13330.2012 (вероятность безотказной работы тепловых сетей относительно каждого потребителя 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).

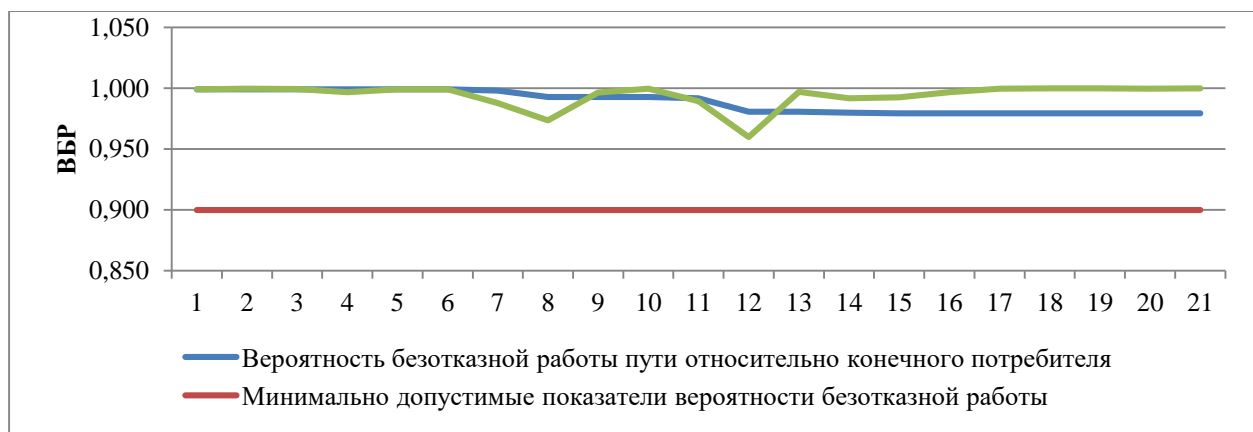


**Рисунок 27.** Трассировка тепловой сети от камеры «Котельная № 4» до потребителя «Детский сад № 12»

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.



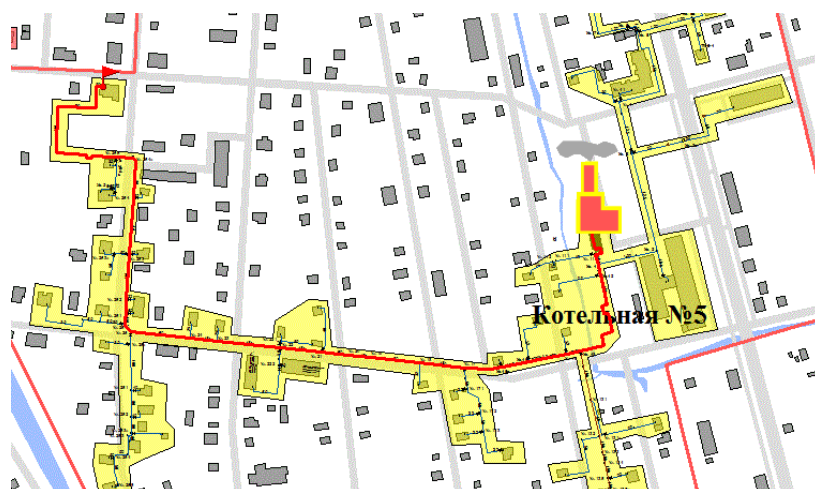
**Рисунок 28.** ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Котельная № 4» до потребителя «Детский сад № 12»

Таблица 103

## 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).

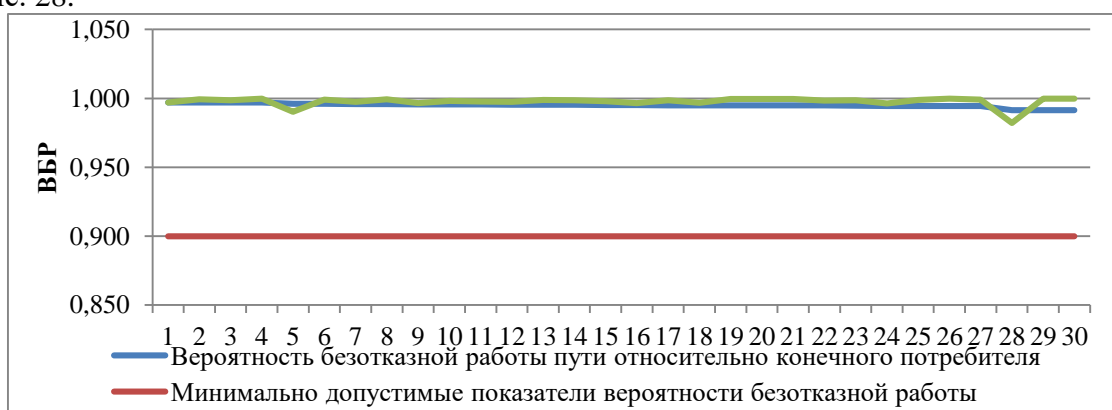


**Рисунок 29.** Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 5» до потребителя по ул. Семакова, 58

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 Главы.

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 104

## 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

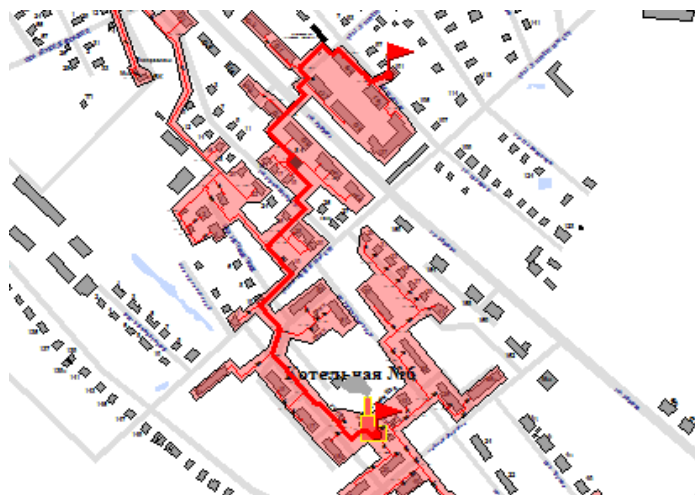


Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Год ввода тепловых сетей	Температура в начале участка подгр-да, °С	Расход воды в подающем трубопроводе, 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).

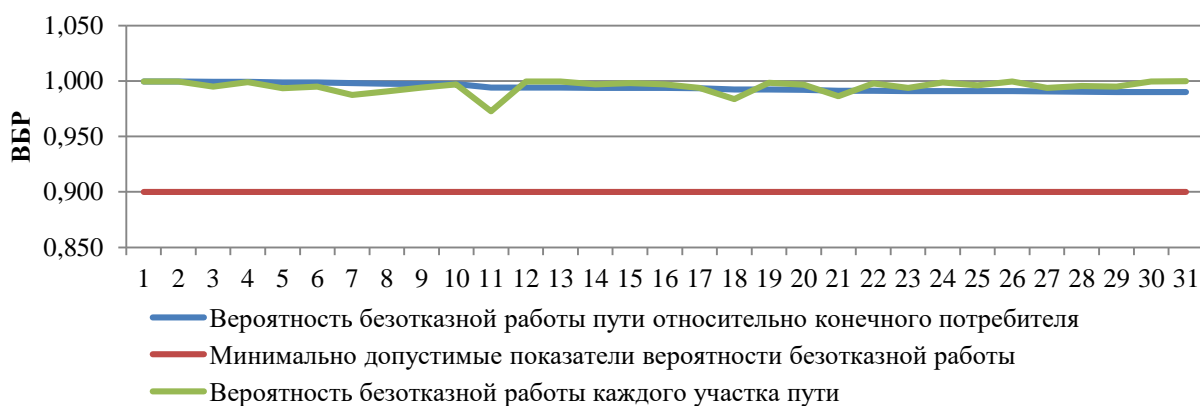


**Рисунок 31.** Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод Котельная № 6» до потребителя по ул. Зеленая, 101

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 Главы.

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 105

## 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).

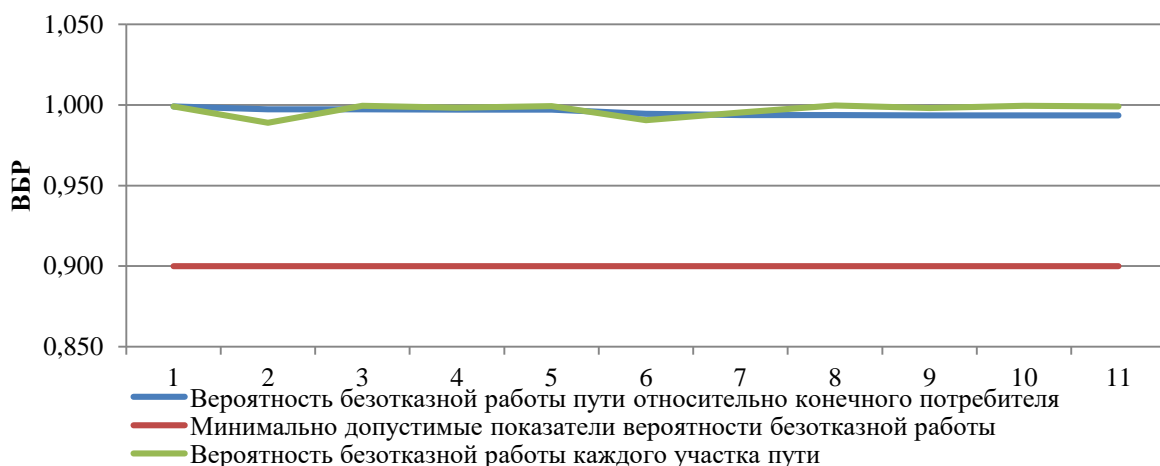


**Рисунок 33.** Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод Котельная № 8» до потребителя по ул. Ершова, 2

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 Главы.

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.



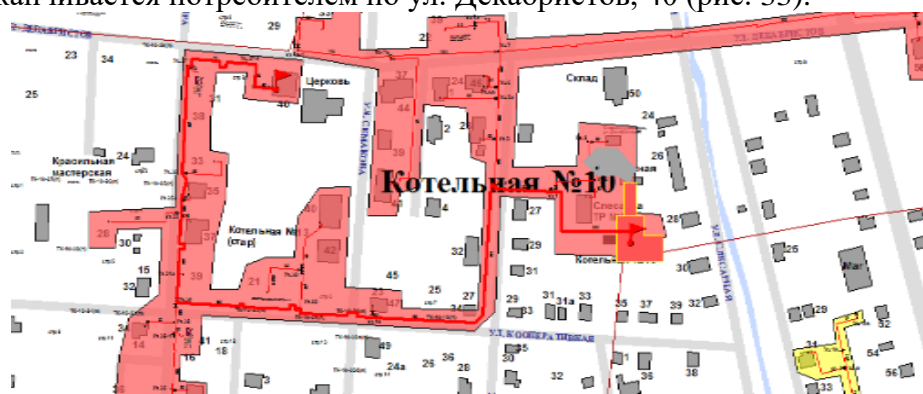
**Рисунок 34.** ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 8» до потребителя по ул. Ершова, 2

## 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).

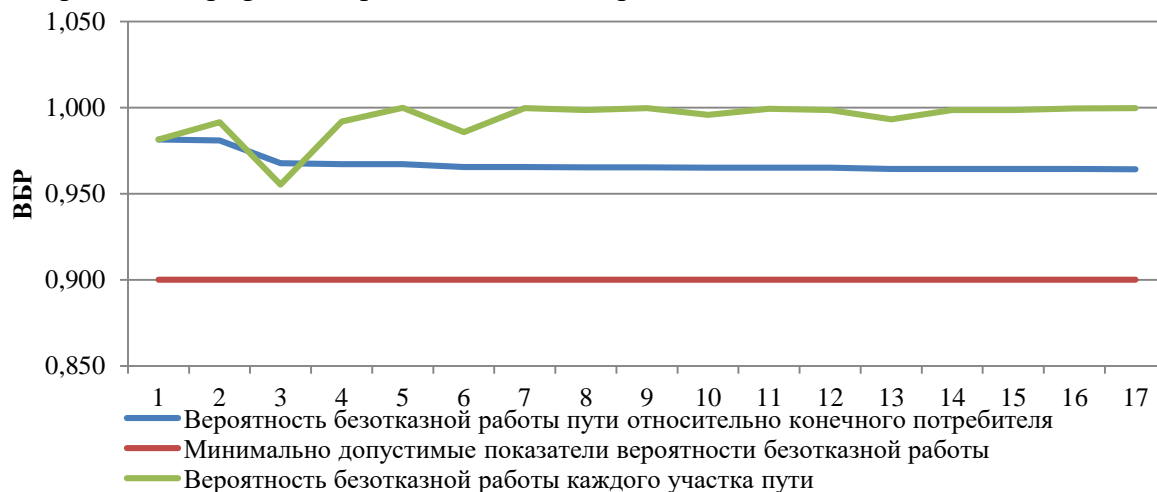


**Рисунок 35.** Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 10» до потребителя по ул. Декабристов, 40

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 Главы.

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 107

## 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).

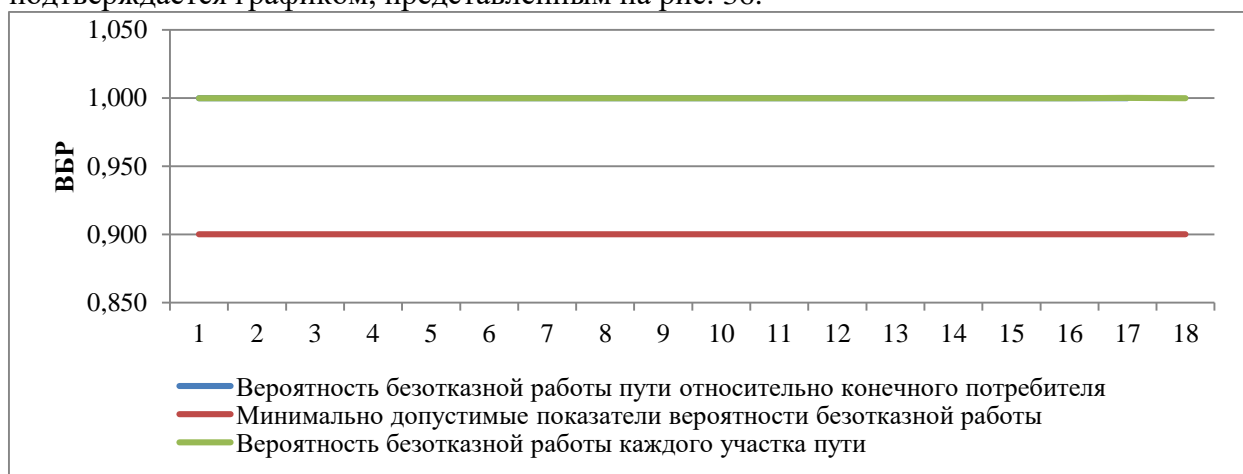


**Рисунок 37.** Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 12» до потребителя по ул. Гоголя, 41

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.



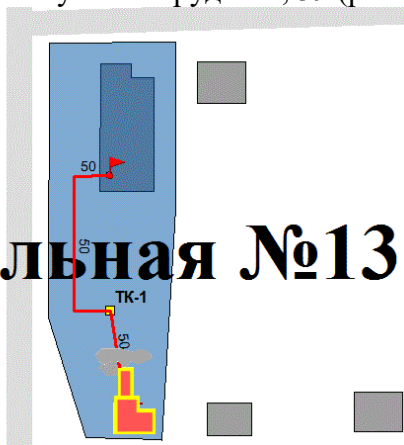
**Рисунок 38.** ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 12» до потребителя по ул. Гоголя, 41

## 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

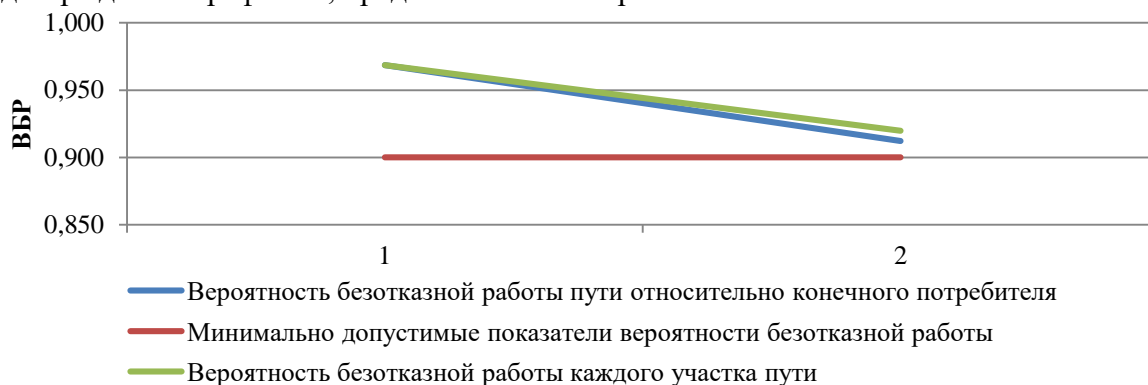


**Рисунок 39.** Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 13» до потребителя по ул. 4-я Трудовая, 39

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 Главы.

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 109

## 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).

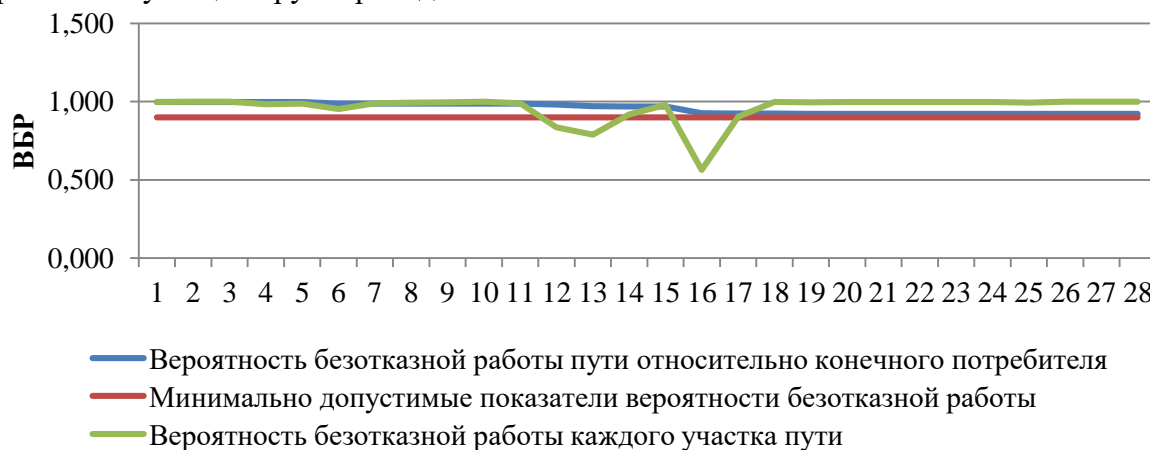


**Рисунок 41.** Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 14» до потребителя по ул. 1-я Луговая, 48

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 Главы.

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 110

## 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	Наземная	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	Наземная	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	Наземная	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	Наземная	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	Наземная	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	Наземная	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	Наземная	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.



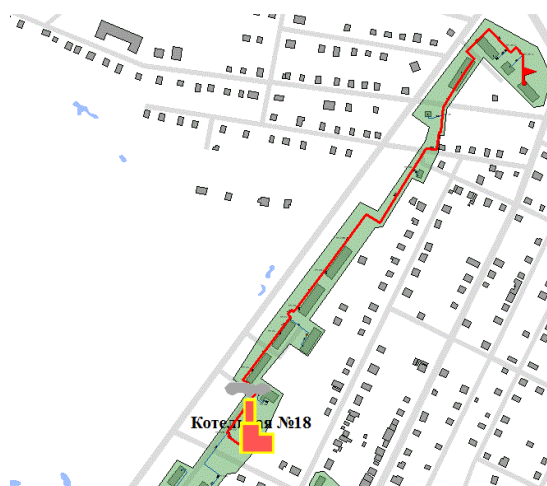
**Рисунок 44.** ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод Котельная № 17» до потребителя «Пединститут, столовая»

Таблица 111

## 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).

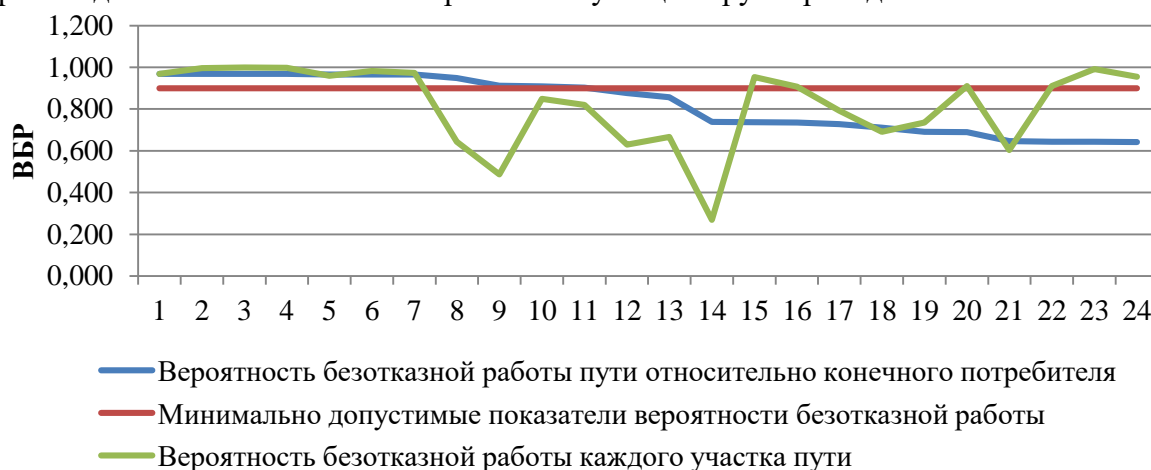


**Рисунок 45. Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 18» до потребителя по ул. Ленина, 200**

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 Главы.

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 112

## 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).

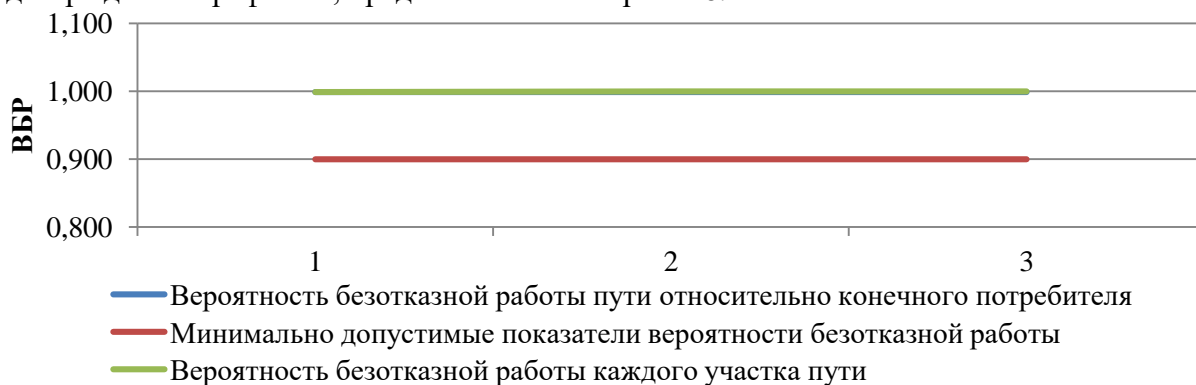


**Рисунок 47.** Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 24» до потребителя «Детский сад № 5 «Голубок»

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 113

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.



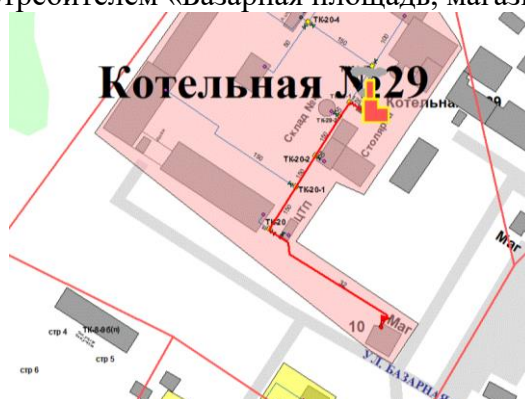
**Рисунок 50.** ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 27» до потребителя ул. Лермонтова, 7, АБК

Таблица 114

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, Г кал
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).

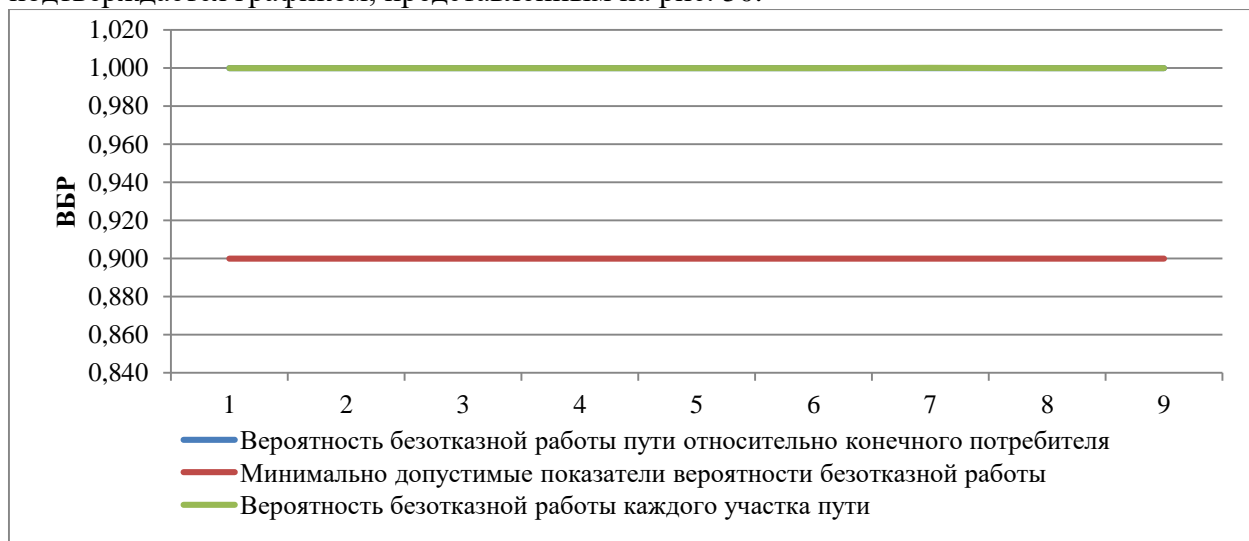


**Рисунок 51.** Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 29» до потребителя «Базарная площадь, магазин»

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 115

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 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 №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).

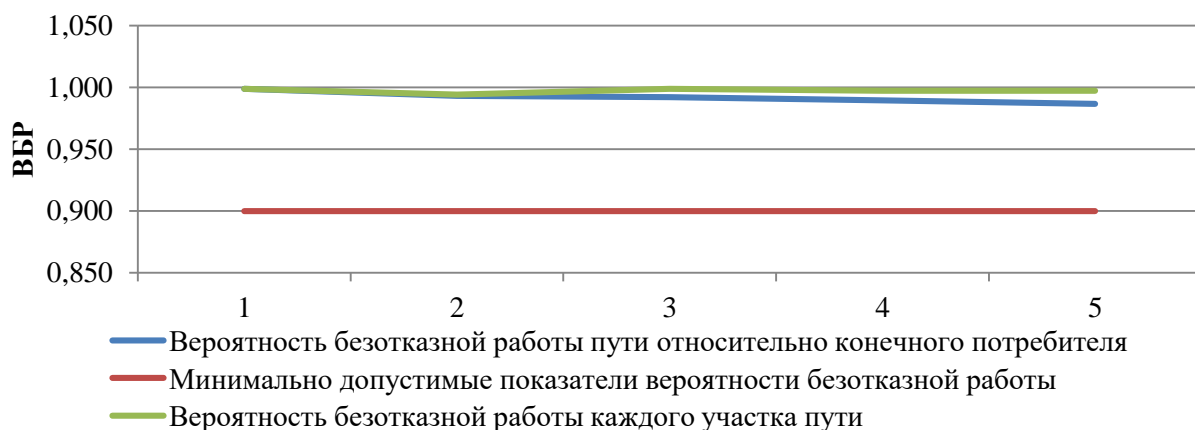


**Рисунок 53.** Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 31» до потребителя «Школа № 1, мастерские»

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.



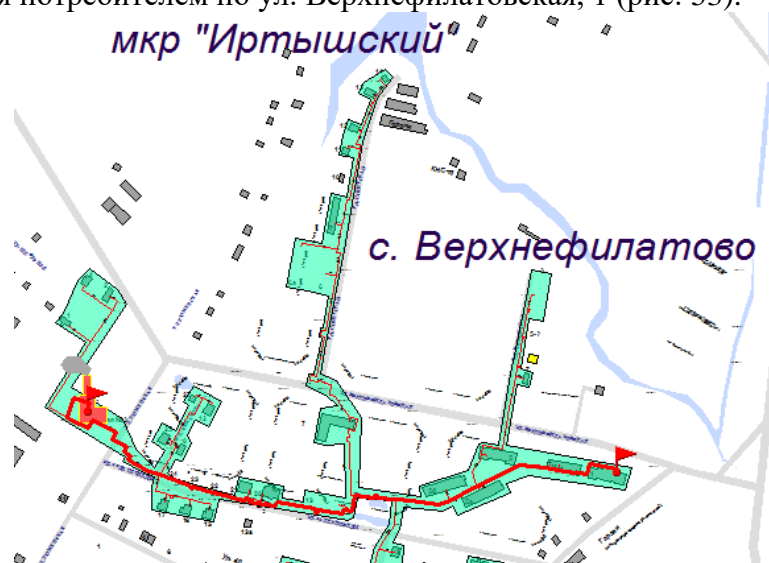
**Рисунок 54.** ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 31» до потребителя «Школа № 1, мастерские»

Таблица 116

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 откaze 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).

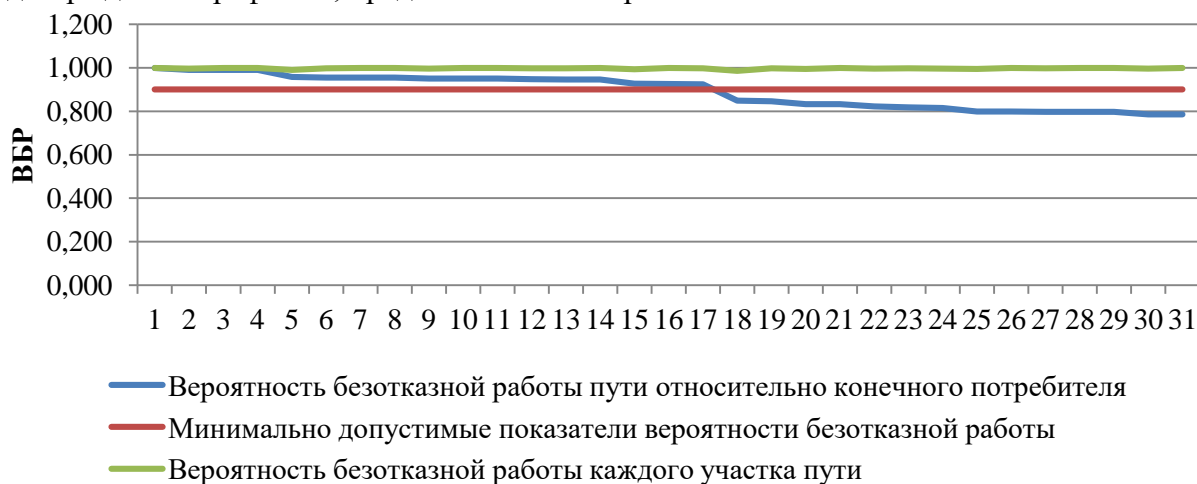


**Рисунок 55.** Трассировка участка тепловой сети от камеры вывод Котельная № 3 до потребителя по ул. Верхнефилатовская, 1

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 Главы.

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

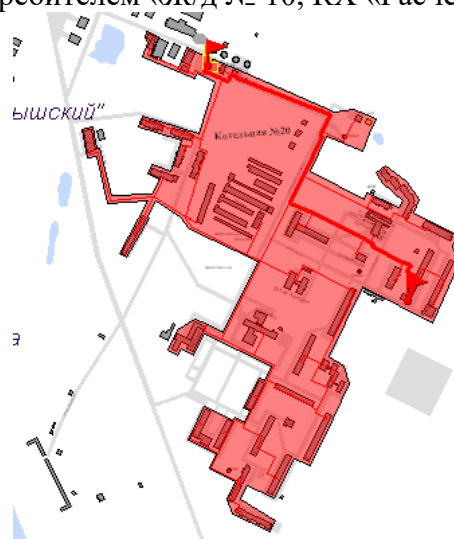
**Результаты расчета ВБР участка тепловой сети от камеры «Вывод -Котельная № 3»  
до потребителя по ул. Верхнефилатовская, 1**

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 118

## 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).

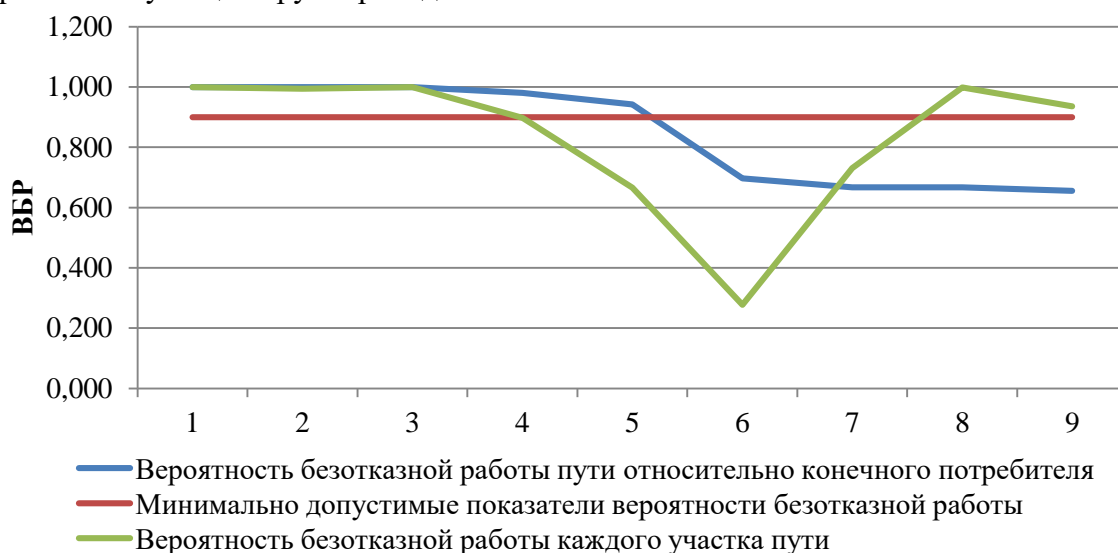


**Рисунок 59.** Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 22» до потребителя «Эстетический центр»

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.



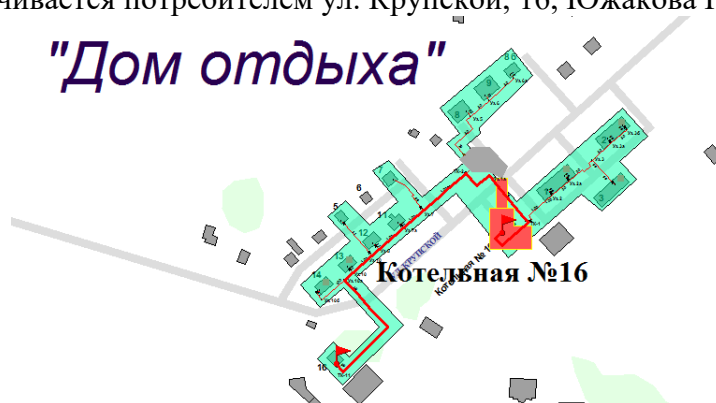
**Рисунок 60.** ВБР относительно участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 22» до потребителя «Эстетический центр»

Таблица 119

## 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.

Таблица 120

**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).

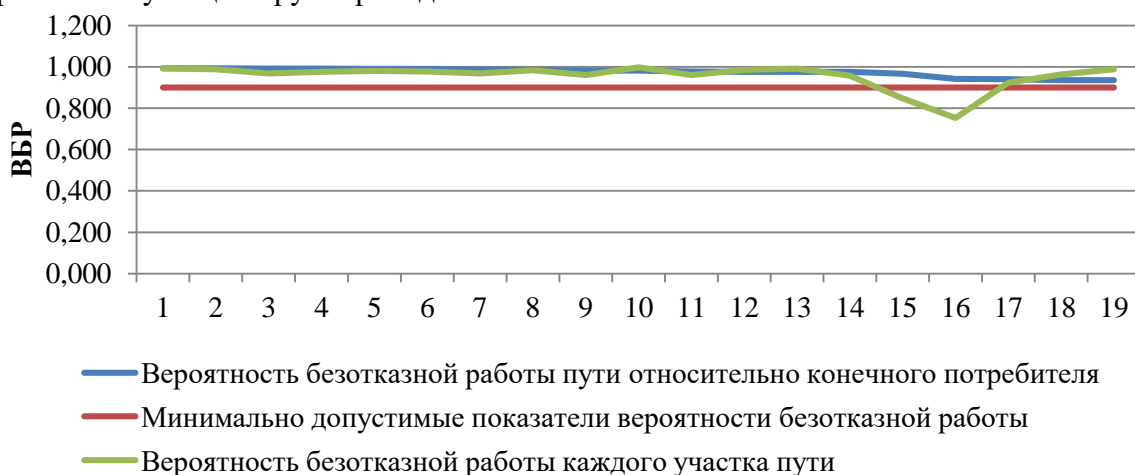


**Рисунок 63.** Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 15» до потребителя по ул. Левобережная, 48

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

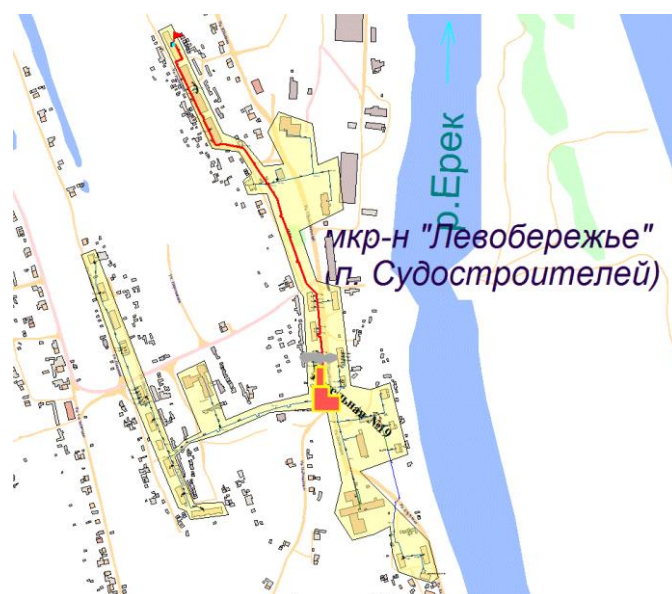
Таблица 121

## 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

**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

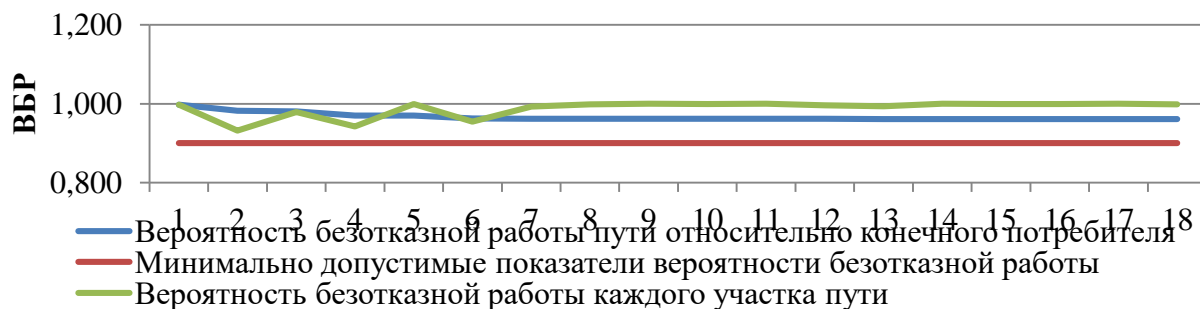
**Котельная № 9.** Участок тепловой сети начинается от камеры «Вывод- Котельная № 9» и заканчивается у потребителя по ул. Заводская, 11 (рис. 65).



**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

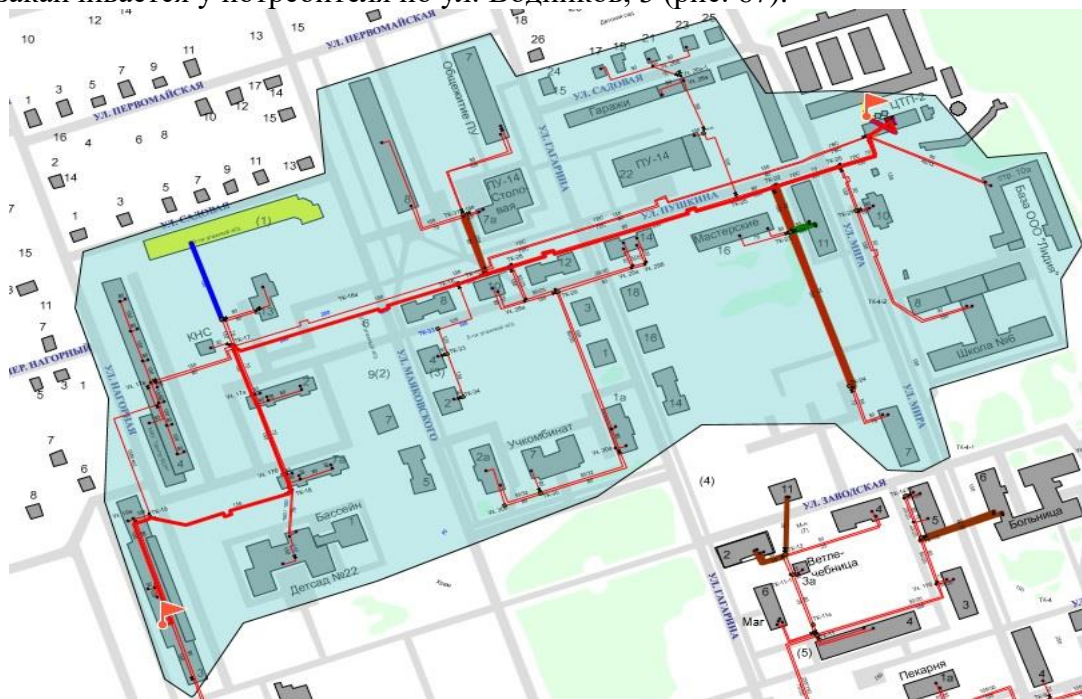
Таблица 123

## 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 124

## 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 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 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).

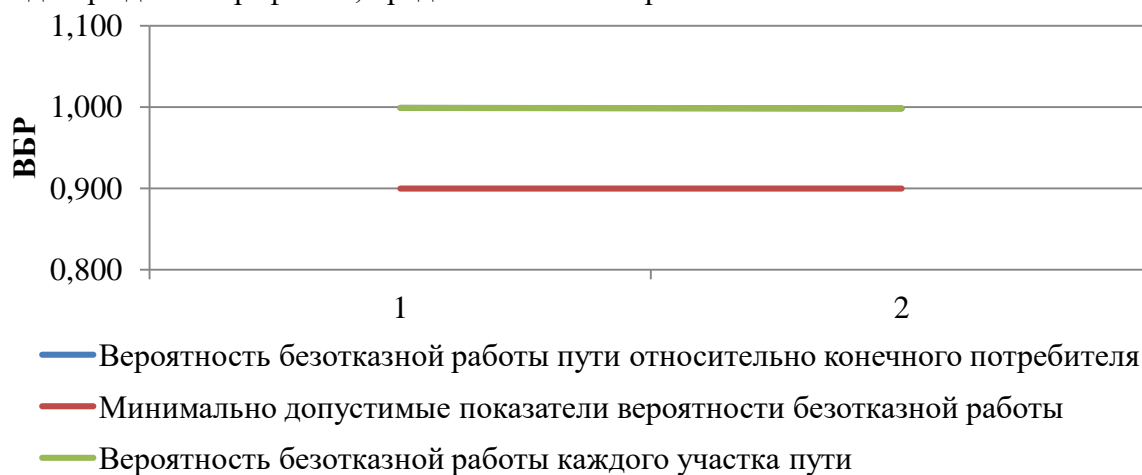


**Рисунок 71.** Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 2» до потребителя по ул. Октябрьская, 57

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 125

## 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).

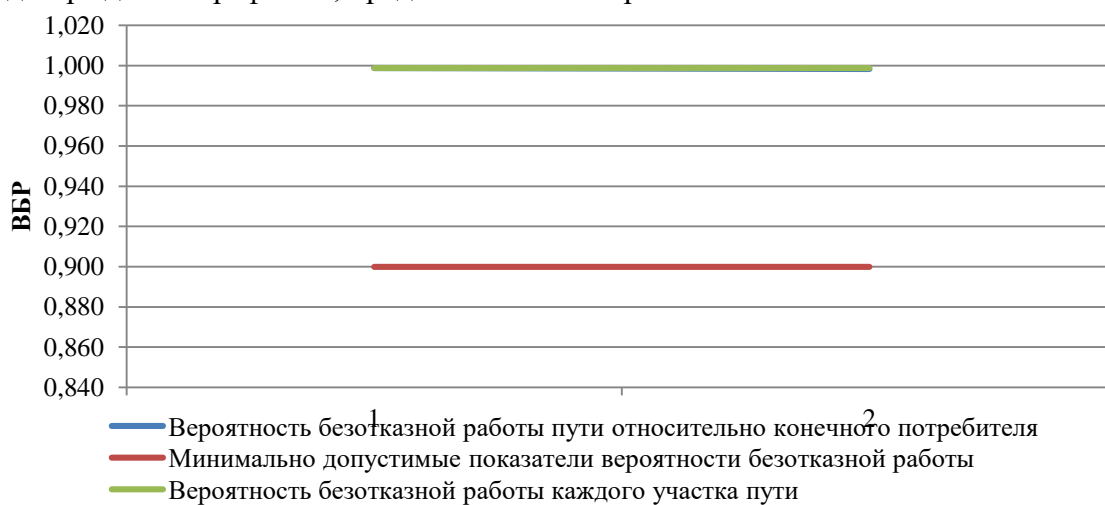


**Рисунок 73.** Трассировка участка тепловой сети от камеры «Вывод - Котельная № 28» до потребителя «Проходной МЧС»

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 126

## 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 127**

### 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 128**

### 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».

### Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения изменений в надежности теплоснабжения для каждой системы теплоснабжения, не зафиксировано.

## **Глава 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:

–Методика разработки и применения укрупненных нормативов цены строительства, а также порядка их утверждения, утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 29.05.2019 № 314/пр;

–Укрупненные нормативы цены строительства. НЦС 81-02-13-2022. Сборник № 13. Наружные тепловые сети, утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 28.03.2022 № 205/пр;

–Укрупненные нормативы цены строительства. НЦС 81-02-19-2022. Сборник № 19. Здания и сооружения городской инфраструктуры, утв. приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 29.03.2022 № 217/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, установленные Минэкономразвития России в соответствии с:

–Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован Минэкономразвития России 28.09.2022);

–Прогнозом 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 2030 года (далее – Прогноз до 2030 года), разработанный в рамках исполнения Указа Президента Российской Федерации от 21.07.2020 № 474 «О национальных целях развития Российской Федерации на период до 2030 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 2024 – 2040 гг.**

№ п/п	Наименование мероприятия	Источник финансирования	2023 г.	Необходимые капитальные затраты по годам реализации (без НДС), тыс. руб. (в ценах соответствующих лет)		Всего (2023-2040 гг.) без НДС, тыс. руб.	Всего (2023-2040 гг.) с НДС, тыс. руб.
				1 этап (2024 г.-2028 г.)	2, 3 этапы (2029 г.-2040 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
<b>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</b>							
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	<b>465 742</b>	<b>3 280 212</b>	<b>4 377 853</b>	<b>8 123 807</b>	<b>9 748 568</b>
		бюджетные средства	<b>1 200</b>	<b>972 210</b>	<b>3 065 037</b>	<b>4 038 447</b>	<b>4 846 136</b>
		внебюджетные средства	<b>151 585</b>	<b>817 746</b>	<b>744 073</b>	<b>1 713 404</b>	<b>2 056 085</b>
		неопределенный источник	<b>0</b>	<b>908 000</b>	<b>0</b>	<b>908 000</b>	<b>1 089 600</b>
		прочие источники финансирования (Займ Фонда*)	<b>88 384</b>	<b>123 677</b>	<b>0</b>	<b>212 061</b>	<b>254 474</b>
		капитальный фонд	<b>224 572</b>	<b>458 579</b>	<b>568 743</b>	<b>1 251 894</b>	<b>1 502 273</b>
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 разработки 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 21.09.2021).

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 2023 г. – утвержденного откорректированного тарифа;
- на 2024 – 2040 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 130

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 2040 г.

Показатели	Ед. изм.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2, 3 этапы (2029 - 2040 гг.)
			2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2040 г.
		утв.	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз
<b>Производство и передача тепловой энергии</b>								
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.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2, 3 этапы (2029 - 2040 гг.)
			2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2040 г.
		утв.	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз
<b>Затраты на выработку и передачу тепловой энергии</b>								
<b>Операционные (подконтрольные) расходы</b>	тыс. руб.	<b>376 563,10</b>	<b>388 073,22</b>	<b>471 871,85</b>	<b>485 839,26</b>	<b>500 220,10</b>	<b>515 026,61</b>	<b>595 898,57</b>
<b>Неподконтрольные расходы</b>	тыс. руб.	<b>218 800,51</b>	<b>215 567,20</b>	<b>239 981,60</b>	<b>240 146,30</b>	<b>240 179,91</b>	<b>240 289,48</b>	<b>242 677,53</b>
<b>Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя</b>	тыс. руб.	<b>772 090,93</b>	<b>827 467,43</b>	<b>854 457,21</b>	<b>885 363,99</b>	<b>917 438,34</b>	<b>950 725,51</b>	<b>1 137 066,57</b>
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
<b>Нормативная прибыль</b>	тыс. руб.	<b>110 143,13</b>	<b>120 096,51</b>	<b>89 134,76</b>	<b>91 234,82</b>	<b>93 217,83</b>	<b>95 275,35</b>	<b>106 864,71</b>
<b>Корректировки</b>		<b>70 169,53</b>	<b>51 917,07</b>	-	-	-	-	-
<b>Валовая выручка</b>	тыс. руб.	<b>1 547 767,20</b>	<b>1 603 121,43</b>	<b>1 655 445,41</b>	<b>1 702 584,37</b>	<b>1 751 056,18</b>	<b>1 801 316,95</b>	<b>2 082 507,37</b>
<b>Полезный отпуск тепловой энергии за год, всего</b>	тыс. Гкал	<b>782,80</b>	<b>802,85</b>	<b>802,85</b>	<b>802,85</b>	<b>802,85</b>	<b>802,85</b>	<b>802,85</b>
<b>Тариф на производство тепловой энергии (среднегодовой)</b>	руб./Гкал	<b>1 977,22</b>	<b>1 996,79</b>	<b>2 061,97</b>	<b>2 120,68</b>	<b>2 181,06</b>	<b>2 243,66</b>	<b>2 593,90</b>

### **Глава 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования**

Индикаторы развития систем теплоснабжения города Тобольска разрабатываются в соответствии п. 79 постановления Правительства Российской Федерации 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 131

**Индикаторы, характеризующие динамику функционирования источников тепловой энергии города Тобольска  
на период до 2040 г.**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2, 3 этапы (2029 - 2040 гг.)
				2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2040 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

**Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей города Тобольска  
на период до 2032 г.**

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2, 3 этапы (2029 - 2040 гг.)
				2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2040 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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup> /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 <sup>2</sup> /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	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2023 г.	1 этап (2024 - 2028 гг.)					2, 3 этапы (2029 - 2040 гг.)
				2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2040 г.
			утв. кор.	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз
	с непосредственным разбором 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

## **Глава 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» Главы 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» Главы 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).

### **Описание изменений (фактических данных) в оценке ценовых (тарифных) последствий реализации проекта схемы теплоснабжения за период, предшествующий разработке схемы теплоснабжения**

За период с момента утверждения ранее разработанной Схемы теплоснабжения города Тобольска произошли изменения в оценке ценовых (тарифных) последствий за счет изменений в капитальные вложения в источники и тепловые сети.

## Глава 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 Главе 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	
<b>Вариант 1</b>					
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»	
<b>Вариант 2</b>					
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 Российской Федерации (Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации), 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».

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 Российской Федерации от 22.02.2012 № 154, постановлением Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 № 808, распоряжением Главы Администрации города Тобольска от 13.04.2016 № 740 «Об утверждении схемы теплоснабжения города Тобольска на 2014-2028 годы» и распоряжением Главы Администрации г. Тобольска от 15.04.2016 № 760 «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 Главе 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 разработке 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 разработанной Схемы теплоснабжения на котельных и ТЭЦ не производились изменения в зонах деятельности единых теплоснабжающих организаций.

## **Глава 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.



## **Глава 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения**

### **17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения**

На момент разработки Схемы теплоснабжения замечания и предложения отсутствуют.

### **17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения**

На момент разработки Схемы теплоснабжения замечания и предложения отсутствуют.

### **17.3 Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения**

На момент разработки Схемы теплоснабжения замечания и предложения отсутствуют.

**Глава 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 разработанную Схему теплоснабжения, указано в каждой Главе 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