***СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ***

***Тигрицкого селльсовета***

***Минусинского района***

***Красноярского края***

***на период до 2038г.***

**2025**

***СОДЕРЖАНИЕ***

|  |  |
| --- | --- |
| ***Общая часть*** | ***3*** |
| ***ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДС ТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ*** | ***5*** |
| Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения | ***6*** |
| Часть 2. Источники тепловой энергии | ***6*** |
| Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них | ***9*** |
| Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии | ***21*** |
| Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии | ***22*** |
| Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии | ***23*** |
| Часть 7. Балансы теплоносителя | ***24*** |
| Часть 8. Надежность теплоснабжения | ***25*** |
| Часть 9. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций | ***34*** |
| Часть 10. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения | ***35*** |
| Часть 11. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения | ***41*** |
| ***ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ*** | ***43*** |
| ***ГЛАВА 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ*** | ***44*** |
| ***ГЛАВА 4. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДС КОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ*** | ***46*** |
| ***ГЛАВА 5. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ*** | ***48*** |

|  |  |
| --- | --- |
| ***ГЛАВА 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ*** | ***51*** |
| ***ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ*** | ***54*** |
| ***ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ*** | ***55*** |
| ***ГЛАВА 9. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ*** | ***57*** |

|  |  |
| --- | --- |
| ***ГЛАВА 10. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ*** | ***58*** |
| ***ГЛАВА 11. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ*** | ***67*** |
| ***ГЛАВА 12. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДС КОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ*** | ***69*** |
| ***ГЛАВА 13. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДС ТВИЯ*** | ***70*** |
| ***ГЛАВА 14. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ*** | ***71*** |

**ОБЩАЯ ЧАСТЬ**

* 1. **Территория и климат**

Официальное наименование муниципального образования (в соответствии с Уставом Минусинского района) - Тигрицкий сельсовеь Минусинского района Красноярского края. Сокращенное официальное наименование – Тигрицкий сельсовет. Тигрицкий сельсовет образован в 1924 году Сельсовет расположен в юго-восточной части Минусинского муниципального района Красноярского края. Общая площадь сельсовета составляет 25 383 гектаров.

Граница Тигрицкого сельсовета проходит по смежеству со следующими муниципальными образованиями:

- на севере – Жерлыкским сельсоветом;

- на востоке - Шушенским районом;

- на западе –Знаменским сельсоветом;

- на юге – Каратузким районом.

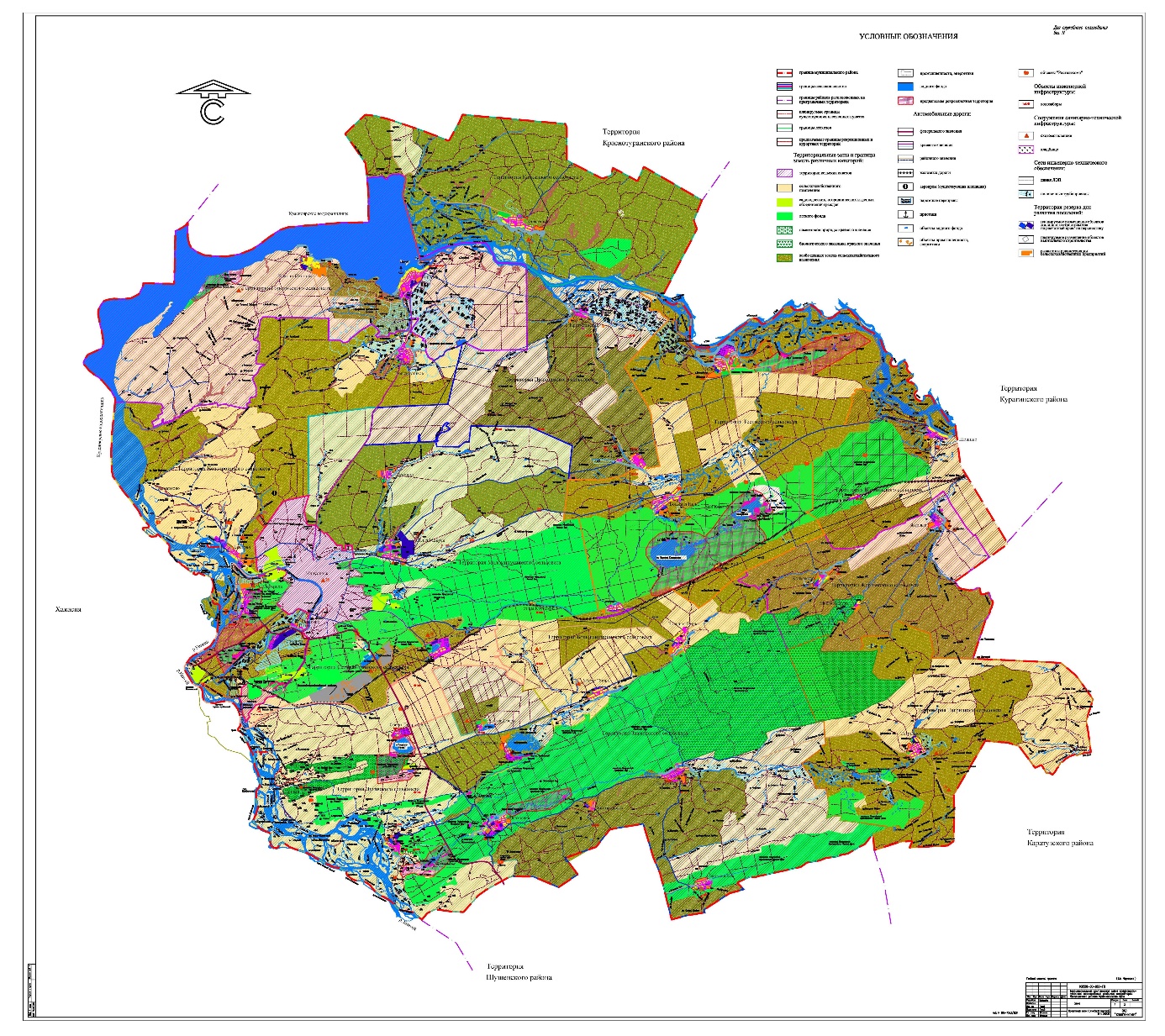
Транспортная удаленность административного центра от г. Минусинска составляет 70 км.

На территории сельсовета расположен один населённый пункт - село Тигрицкое, которое является административным центром Тигрицкого сельсовета.

Границы Тигрицкого сельсовета представлены на рисунке №1.

Численность Тигрицкого сельсовета на 01.01.2025 года составляет 1 177 человек .

Рис. 1



Климат характеризуется суровой продолжительной зимой с длительными морозами и устойчивым снежным покровом. Средняя температура января -22.4ºС с возможным понижением до -57º С. В отдельные теплые дни теплых зим возможно повышение температуры воздуха до положительных значений. Весна поздняя, короткая, прохладная. Лето наступает в конце мая и продолжается 2.5 месяца. Средняя температура самого теплого месяца июля +16.9º С. Осенний период вдвое продолжительнее весеннего, характеризуется ранними заморозками. Средняя годовая температуры воздуха -3.4º С. Годовое количество осадков – 510 мм. Максимальное за год количество осадков выпадает в июле-августе. Зимний сезон относительно сухой. Устойчивый снежный покров образуется в начале ноября.

Климатические характеристики Тигрицкого сельсовета для дальнейших расчетов, представлены в таб. 1.1 «Климатические характеристики принята для сельсовета из «Свода правил СП 131.13330.2020 «СНИП 23-01-99⃰» Строительная климатология (утв. Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 24 декабря 2020 № 859/пр дата введения – 25 июля 2021 г.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| №  п/п | Характеристика | Величина |
| Холодный период | | |
| 1 | Абсолютная минимальная температура воздуха наиболее холодного месяца | - 52 ºC |
| 2 | Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца | 13 |
| 3 | Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 8 ºC | 225 дн. |
| 4 | Средняя температура воздуха периода со среднесуточной температурой воздуха ≤ 8 ºC | - 8,8ºC |
| 5 | Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 | - 44 ºC |
| 6 | Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 | - 40 ºC |
| Теплый период | | |
| 7 | Абсолютная максимальная температура воздуха | + 39 ºC |
| 8 | Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца | 13,6 |
| 9 | Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого периода | 26,6 ºC |
| 10 | Температура воздуха обеспеченностью 0,95 | +24,3 ºC |
| 11 | Температура воздуха обеспеченностью 0,98 | +28,2 ºC |

**ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

**Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения**

Производственные котельные на территории Тигрицкого сельсовета Минусинского района отсутствуют.

Системы теплоснабжения представляют собой инженерный комплекс из источников тепловой энергии и потребителей тепла, связанных между собой тепловыми сетями различного назначения и балансовой принадлежности, имеющими характерные тепловые и гидравлические режимы с заданными параметрами теплоносителя. Величины параметров и характер их изменения определяются техническими возможностями основных структурных элементов систем теплоснабжения (источников, тепловых сетей и потребителей), экономической целесообразностью.

Котельная снабжает теплом и горячей водой отдельные группы жилых зданий и социальных объектов. К центральному отоплению от существующей котельной подключены жилые дома, административные здания и социальные объекты.

**Часть 2. Источники тепловой энергии**

Система теплоснабжения Тигрицкого сельсовета Минусинского района Красноярского края - централизованная, представлена одним источником тепловой энергии и распределительными тепловыми сетями. От существующего источника тепла нагретая вода поступает в сети и далее к абонентам. Водяные тепловые сети выполнены двухтрубными циркуляционными. Прокладка трубопроводов подземная. Теплоноситель - вода с параметрами 95/70°С.

На территории села осуществляет производство и передачу тепловой энергии одна теплоснабжающая организация – АО «КраСЭКО», которая является гарантирующим поставщиком коммунальной услуги. Она занимается производством и реализацией тепловой энергии, обеспечивая теплоснабжением жилые и административные здания.

С потребителем расчет ведется при наличии приборов учета по приборам учета при отсутствии приборов учета по расчетным значениям теплопотребления.

Источники тепловой энергии:

1. Котельная с. Тигрицкое

***Таблица – Характеристика централизованной котельной***

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Объект*** | ***Целевое***  ***назначение*** | ***Назначение*** | ***Обеспечиваемый***  ***вид***  ***теплопотребления*** | ***Категория обеспечиваемых***  ***потребителей*** |
| ***Котельная*** | центральная | отопительная | отопление | первой категории |

***Таблица – Основные характеристики котлов источников теплоснабжения***

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Наименование***  ***источника тепловой энергии*** | ***Марка и количество котлов*** | ***Топливо***  ***основное,***  ***(резервное)*** | ***Температурный***  ***график теплоносителя  (в наружной сети)*** | ***Техническое***  ***состояние*** |
| ***Котельная*** | Котел №1 КВр-1,16(1,0) Котел №2 КВр-0,92(0,8) | уголь бурый 3Б | 95–70°С | хорошее |

Срок ввода в эксплуатацию оборудования котельной представлены в таблице

***Таблица – Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования***

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| ***Источник ТС*** | ***Тип (марка)*** | ***Год ввода в эксплуатацию*** | ***Год последнего капремонта*** |
| ***Котельная*** | КВр-1,16(1,0) | 2015 | - |
| КВр-0,92(0,8) | 2015 | - |

Схема расположения существующего источника тепловой энергии и зона ее действия представлена в Приложении № 1.



Все оборудование котельной можно подразделить на основное и вспомогательное.

К основному оборудованию относятся котлы. В с. Тигрицком на котельной используются паровые котлы. Основным видом топлива для источников тепловой энергии в с. Тигрицком Минусинского района является бурый уголь. Резервным и аварийным топливом может быть уголь, другой вид резервного и аварийного топлива, согласно топливным режимам источников теплоснабжения, не предусмотрен.

В составе основного оборудования котельной паровые котлы, общей установленной мощностью 1,8 Гкал/час. Расчетная температура теплоносителя на отопление по температурному графику 95/70°С.

Система теплоснабжения двухтрубная, открытая, одноконтурная. Тепловая сеть подземная проложенная бесканальной прокладкой и в непроходных лотковых каналах. Трубы тепловой сети стальные. Компенсация температурных удлинений трубопроводов тепловой сети осуществляется за счет П-образных компенсаторов и углов поворота трассы. Тепловая изоляция тепловых сетей выполнена из минеральной ваты с последующим покрытием рубероидом. Год постройки тепловых сетей 1974 год.

Исходная вода поступает из хозяйственно-питьевого водопровода.

Регулирование температуры сетевой воды, поступающей в теплосеть, в зависимости от температуры наружного воздуха, происходит изменением расхода топлива.

Расход отпущенного потребителям тепла осуществляется расчетным путем в зависимости от показаний температур воды в подающем и обратном трубопроводах.

**Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты**

Тепловые сети эксплуатируются в отопительный период. Высокий износ имеют теплосети в не проходных каналах.

График изменения температур теплоносителя выбран на основании климатических параметров холодного времени года на территории Минусинского района РФ СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» и справочных данных температуры воды, подаваемой в отопительную систему, и сетевой – в обратном трубопроводе по температурному графику 95-70 0С.

Параметры тепловых сетей котельной Тигрицкого сельсовета Минусинского района приведены в таблице

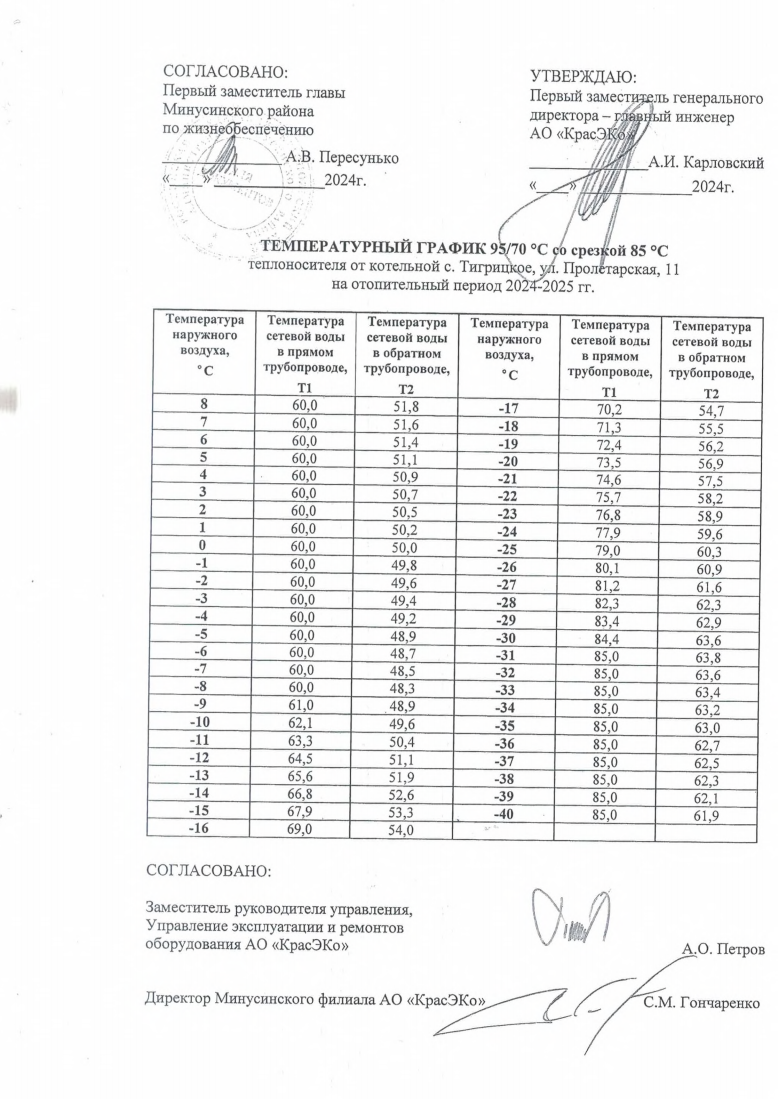
**Таблица – Параметры тепловых сетей  
Тигрицкого сельсовета** **сельсовет**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ***№ п/п*** | ***Параметр*** | ***Характеристика, значение*** |
| ***1*** | Вид сети | водяная |
| ***2*** | Наружный диаметр, мм | 89-150 |
| ***3*** | Теплоноситель | горячая вода |
| ***4*** | Материал | сталь |
| ***5*** | Схема исполнения тепловой сети | двухтрубная |
| ***6*** | Температура 0С | 95-70 |
| ***7*** | Общая протяженность сетей, м | 2094,85 |
| ***9*** | Глубина заложения подземных тепловых сетей, м | 2,0 |
| ***10*** | Год начала эксплуатации | 1974 |
| ***11*** | Тип прокладки | подземная |
| ***13*** | Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч  (с учетом потерь) | 1,1153 |

Утвержденный температурный график работы котельной: 95/70 °С представлен в приложении № 3

Фактический температурный режим отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденному графику регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

Приложение №3



Под гидравлическим режимом тепловых сетей принято понимать распределение давлений и потоков теплоносителя по длине тепловых сетей в соответствии с требуемым отпуском тепла.

Целью регулирования гидравлических режимов является поддержание нормальных расходов теплоносителя во всей сети и на отдельных ее участках.

В реальных условиях потери напора в сетях значительно превосходят потери напора в системах потребителей тепла. Это и является в неавтоматизированных системах теплоснабжения причиной малой гидравлической устойчивости. Так, например, потери напора в наружных сетях изменяются в пределах 40-120 м, а в системах потребителей тепла – в пределах 1-10 м.

Под гидравлической устойчивостью систем теплоснабжения понимается способность поддерживать распределение теплоносителя между отдельными потребителями или заданный гидравлический режим. Гидравлическое регулирование тепловых сетей и местных систем при помощи задвижек, кранов и вентилей, установленных на тепловых вводах и на подводках к нагревательным приборам, не рекомендуется, так как при каком-либо временном ограничении теплоснабжения данной системы каждый потребитель в отдельности пытается улучшить работу своих нагревательных приборов полным открытием ранее отрегулированных устройств, чем нарушает все ранее произведенное регулирование.

Повышение гидравлического сопротивления систем теплопотребления или отдельных приборов достигается установкой дроссельных диафрагм на каждом приборе или на тепловых вводах систем.

Вместо дроссельных диафрагм могут быть установлены регулировочные клапаны или устройства. При подключении систем теплопотребления при помощи элеватора диаметр его сопла рассчитывается не на коэффициент смешения, а на гашение всего избыточного напора, т. е. по тому же принципу, что и дроссельные диафрагмы. Повышение гидравлической устойчивости систем теплоснабжения может быть достигнуто не только установкой диафрагм, но и последовательным включением групп нагревательных приборов. Например, калориферы в приточных установках могут быть при теплоносителе воде соединены последовательно по ходу воды – до 12-16 калориферов в одном блоке. В тепловой сети для повышения гидравлической устойчивости надо максимально снижать потери напора, работать всегда **с**открытыми задвижками. Следует отметить, что понижение напора приводит к увеличению диаметров труб и капитальных вложений в тепловые сети. Правильное решение можно найти проведением технико-экономического расчета.

Сопротивление сети зависит от ее геометрических размеров, абсолютной шероховатости внутренней поверхности трубопроводов, эквивалентной длины местных сопротивлений и плотности теплоносителя. Сопротивление сети не зависит от расхода теплоносителя.

Суммарная характеристика нескольких насосов, работающих на одну сеть, зависит от способа их включения. При параллельном включении насосов суммарная характеристика строится путем сложения расходов воды, при последовательном включении путем сложения напоров.

Расчет гидравлического режима водяной сети заключается в определении расходов сетевой воды у потребителей и на отдельных участках сети, а также значений абсолютных и располагаемых напоров в узловых точках сети и на вводах потребителей при заданном режиме работы сети. В ряде случаев расчетом проверяется перераспределение теплоносителя между потребителями при различных нарушениях гидравлического режима в сети и у потребителей.

Принятый качественный режим регулирования отпуска тепла отопительной нагрузки заключается в изменении температуры сетевой воды в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха, и при этом гидравлический режим работы системы теплоснабжения остается неизменным, т.е. он не должен претерпевать изменений в течение всего отопительного периода. Правилами технической эксплуатации тепловых электрических станций и тепловых сетей предусматривается ежегодная разработка гидравлических режимов тепловых сетей для отопительного и летнего периодов, а также разработка гидравлических режимов системы теплоснабжения на ближайшие 3-5 лет.

В процессе выполнения программы реконструкции тепловых сетей, а также теплосилового хозяйства, имея целью создание «идеальной тепловой сети» гидравлические режимы тепловой сети неизбежно подвергнутся корректировке.

С целью диагностики состояния тепловых сетей проводятся гидравлические и температурные испытания теплотрасс, а также на тепловые потери.

Гидравлическое испытание тепловых сетей производят дважды: сначала проверяют прочность и плотность теплопровода без оборудования и арматуры, после весь теплопровод, который готов к эксплуатации, с установленными грязевиками, задвижками, компенсаторами и остальным оборудованием. Повторная проверка нужна потому, что при смонтированном оборудовании и арматуре тяжелее проверить плотность и прочность сварных швов.

В случаях, когда при испытании теплопроводов без оборудования и арматуры имеет место падение давления по приборам, значит, имеющиеся сварные швы неплотные (естественно, если в самих трубах нет свищей, трещин и пр.). Падение давления при испытании трубопроводов с установленным оборудованием и арматурой, возможно, свидетельствует, что помимо стыков выполнены с дефектами еще сальниковые уплотнения или фланцевые соединения.

При предварительном испытании проверяется на плотность и прочность не только сварные швы, но и стенки трубопроводов, т.к. бывает, что трубы имеют трещины, свищи и прочие заводские дефекты. Испытания смонтированного трубопровода должны выполняться до монтажа теплоизоляции. Помимо этого, трубопровод не должен быть засыпан или закрыт инженерными конструкциями. Когда трубопровод сварен из бесшовных цельнотянутых труб, он может предъявляться к испытанию уже изолированным, но только с открытыми сварными стыками.

При окончательном испытании подлежат проверке места соединения отдельных участков (в случаях испытания теплопровода частями), сварные швы грязевиков и сальниковых компенсаторов, корпуса оборудования, фланцевые соединения. Во время проверки сальники должны быть уплотнены, а секционные задвижки полностью открыты.

При гидравлическом испытании тепловых сетей последовательность проведения работ такая:

– проводят очистку теплопроводов;

– устанавливают манометры, заглушки и краны;

– подключают воду и гидравлический пресс;

– заполняют трубопроводы водой до необходимого давления;

– проводят осмотр теплопроводов и помечают места, где обнаружены дефекты;

– устраняют дефекты;

– производят второе испытание;

– отключают от водопровода и производят спуск воды из труб;

– снимают манометры и заглушки.

Для заполнения трубопроводов водой и хорошего удаления из труб воздуха водопровод присоединяют к нижней части теплопровода. Возле каждого воздушного крана необходимо выставить дежурного. Сначала через воздушников поступает только воздух, потом воздушно-водяная смесь и, наконец, только вода. По достижении выхода только воды кран перекрывается. Далее кран еще два-три раза периодически открывают для полного выпуска оставшейся части воздуха с верхних точек. Перед началом наполнения тепловой сети все воздушники необходимо открыть, а дренажи закрыть.

Испытание проводят давлением, равном рабочему с коэффициентом 1,25. Под рабочим понимают максимальное давление, которое может возникнуть на данном участке в процессе эксплуатации.

При случаях испытания теплопровода без оборудования и арматуры давление поднимают до расчетного и выдерживают его на протяжении 10 мин, контролируя при этом падение давления, после снижают его до рабочего, проводят осмотр сварных соединений и обстукивают стыки. Испытания считают удовлетворительными, если отсутствует падение давления, нет течи и потения стыков.

Испытания с установленным оборудованием и арматурой проводят с выдержкой в течение 15 мин, проводят осмотр фланцевых и сварных соединений, арматуры и оборудования, сальниковых уплотнений, после давление снижают до рабочего. Испытания считают удовлетворительными, если в течение 2 ч падение давления не превышает 10%. Испытательное давление проверяет не только герметичность, но и прочность оборудования и трубопровода.

После испытания воду необходимо удалять из труб полностью. Как правило, вода для испытаний не проходит специальную подготовку и может снизить качество сетевой воды и быть причиной коррозии внутренних поверхностей труб.

Температурные испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температурным испытаниям подвергаться вся сеть от источника тепловой энергии до индивидуальных тепловых пунктов потребителей. Температурные испытания проводятся при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

Началу испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя должен предшествовать, прогрев тепловой сети при температуре воды в подающем трубопроводе 100 °С.

Продолжительность прогрева составляет порядка двух часов.

Перед началом испытания производится расстановка персонала в пунктах наблюдения и по трассе тепловой сети.

В предусмотренный программой срок на источнике тепловой энергии начинается постепенное повышение температуры воды до установленного максимального значения при строгом контроле за давлением в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии и величиной подпитки (дренажа).

Заданная максимальная температура теплоносителя поддерживается постоянной в течение установленного программой времени (не менее 2 ч), а затем плавно понижается до 70-80 °С.

Скорость повышения и понижения температуры воды в подающем трубопроводе выбирается такой, чтобы в течение всего периода испытания соблюдалось заданное давление в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии. Поддержание давления в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии при повышении температуры первоначально должно проводиться путем регулирования величины подпитки, а после полного прекращения подпитки в связи с увеличением объема сетевой воды при нагреве путем дренирования воды из обратного коллектора.

С момента начала прогрева тепловой сети и до окончания испытания во всех пунктах наблюдения непрерывно (с интервалом 10 мин) ведутся измерения температур и давлений сетевой воды с записью в журналы.

Руководитель испытания по данным, поступающим из пунктов наблюдения, следит за повышением температуры сетевой воды на источнике тепловой энергии и в тепловой сети и прохождением температурной волны по участкам тепловой сети.

Для своевременного выявления повреждений, которые могут возникнуть в тепловой сети при испытании, особое внимание должно уделяться режимам подпитки и дренирования, которые связаны с увеличением объема сетевой воды при ее нагреве. Поскольку расходы подпиточной и дренируемой воды в процессе испытания значительно изменяются, это затрудняет определение по ним момента появления неплотностей в тепловой сети. Поэтому в период неустановившегося режима необходимо анализировать причины каждого резкого увеличения расхода подпиточной воды и уменьшения расхода дренируемой воды.

Нарушение плотности тепловой сети при испытании может быть выявлено с наибольшей достоверностью в период установившейся максимальной температуры сетевой воды. Резкое отклонение величины подпитки от начальной в этот период свидетельствует о появлении неплотности в тепловой сети и необходимости принятия срочных мер по ликвидации повреждения.

Специально выделенный персонал во время испытания должен объезжать и осматривать трассу тепловой сети и о выявленных повреждениях (появление парения, воды на трассе сети и др.) немедленно сообщать руководителю испытания. При обнаружении повреждений, которые могут привести к серьезным последствиям, испытание должно быть приостановлено до устранения этих повреждений.

Системы теплопотребления, температура воды в которых при испытании превысила допустимые значения 95 °С должны быть немедленно отключены.

Измерения температуры и давления воды в пунктах наблюдения заканчиваются после прохождения в данном месте температурной волны и понижения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе до 100 °С.

Испытание считается законченным после понижения температуры воды в подающем трубопроводе тепловой сети до 70-80 °С.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях проводятся один раз в пять лет на с целью разработки энергетических характеристик и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей.

Осуществление разработанных гидравлических и температурных режимов испытаний производится в следующем порядке:

– включаются расходомеры на линиях сетевой и подпиточной воды и устанавливаются термометры на циркуляционной перемычке конечного участка кольца, на выходе трубопроводов из теплоподготовительной установки и на входе в нее;

– устанавливается определенный расчетом расход воды по циркуляционному кольцу, который поддерживается постоянным в течение всего периода испытаний;

– устанавливается давление в обратной линии испытываемого кольца на входе ее в теплоподготовительную установку;

– устанавливается температура воды в подающей линии испытываемого кольца на выходе из теплоподготовительной установки.

Отклонение расхода сетевой воды в циркуляционном кольце не должно превышать ±2 % расчетного значения.

Температура воды в подающей линии должна поддерживаться постоянной с точностью ±0,54 °С.

Определение тепловых потерь при подземной прокладке сетей производится при установившемся тепловом состоянии, что достигается путем стабилизации температурного поля в окружающем теплопроводы грунте, при заданном режиме испытаний.

Показателем достижения установившегося теплового состояния грунта на испытываемом кольце является постоянство температуры воды в обратной линии кольца на входе в теплоподготовительную установку в течение 4 ч.

Во время прогрева грунта измеряются расходы циркулирующей и подпиточной воды, температура сетевой воды на входе в теплоподготовительную установку и выходе из нее и на перемычке конечного участка испытываемого кольца. Результаты измерений фиксируются одновременно через каждые 30 мин.

Продолжительность периода достижения установившегося теплового состояния кольца существенно сокращается, если перед испытанием горячее водоснабжение присоединенных к испытываемой магистрали потребителей осуществлялось при температуре воды в подающей линии, близкой к температуре испытаний.

Начиная с момента достижения установившегося теплового состояния во всех намеченных точках наблюдения устанавливаются термометры и измеряется температура воды. Запись показаний термометров и расходомеров ведется одновременно с интервалом 10 мин. Продолжительность основного режима испытаний должна составлять не менее 8 часов.

На заключительном этапе испытаний методом «температурной волны» уточняется время – «продолжительность достижения установившегося теплового состояния испытываемого кольца».

На этом этапе температура воды в подающей линии за 20-40 мин повышается на 10-200С по сравнению со значением температуры испытания и поддерживается постоянной на этом уровне в течение 1 ч. Затем с той же скоростью температура воды понижается до значения температуры испытания, которое и поддерживается до конца испытаний.

Расход воды при режиме «температурной волны» остается неизменным. Прохождение «температурной волны» по испытываемому кольцу фиксируется с интервалом 10 мин во всех точках наблюдения, что дает возможность определить фактическую продолжительность пробега частиц воды, но каждому участку испытываемого кольца.

Испытания считаются законченными после того, как «температурная волна» будет отмечена в обратной линии кольца на входе в теплоподготовительную установку.

Суммарная продолжительность основного режима испытаний и периода пробега «температурной волны» составляет удвоенное время продолжительности достижения установившегося теплового состояния испытываемого кольца плюс 10-12 ч.

В результате испытаний определяются тепловые потери для каждого из участков испытываемого кольца отдельно по подающей и обратной линиям.

Под термином «летний ремонт» имеется в виду планово-предупредительный ремонт, проводимый в межотопительный период. В отношении периодичности проведения так называемых летних ремонтов, а также параметров и методов испытаний тепловых сетей требуется следующее:

1. Техническое освидетельствование тепловых сетей должно производиться не реже 1 раза в 5 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 теплопотребления до проведения пуска после летних ремонтов должно быть подвергнуто гидравлическому испытанию на прочность и плотность, а именно: элеваторные узлы, калориферы и водоподогреватели отопления давлением 1,25 рабочего, но не ниже 1 МПа (10 кгс/см2), системы отопления с чугунными отопительными приборами давлением 1,25 рабочего, но не ниже 0,6 МПа (6 кгс/см2), а системы панельного отопления давлением 1 МПа (10 кгс/см2) (п.5.28 МДК 4 – 02.2001);

3. Испытанию на максимальную температуру теплоносителя должны подвергаться все тепловые сети от источника тепловой энергии до тепловых пунктов систем теплопотребления, 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».

Технологические потери при передаче тепловой энергии складываются из тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов, а также с утечками теплоносителя. Расчеты нормативных значений технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии производятся в соответствии с приказом Минэнерго № 325 от 30 декабря 2008 года «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Оценка нормативных потерь тепловой энергии, при передаче тепловой энергии по тепловым сетям за последние 3 года, представлены в таблице №1

Таблица 1 –Нормативные потери тепловой энергии

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | 2022 г. | 2023 г. | 2024 г. |
| Потери тепловой энергии, Гкал | 462,96 | 558,65 | 555,75 |

Информацией о предписаниях надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения, отсутствует.

Для присоединения теплопотребляющих систем к водяным тепловым сетям используются две принципиально отличные схемы — зависимая и независимая. При зависимой схеме присоединения вода из тепловой сети поступает непосредственно в системы абонентов. При независимой схеме вода из сети поступает в теплообменный аппарат, где нагревает вторичный теплоноситель, используемый в системах.

Потребители, присоединенные к централизованной системе теплоснабжения, имеют зависимую схему присоединения.

Основной недостаток зависимой системы теплоснабжения – невозможность отрегулировать теплоснабжение в начале и конце отопительного сезона, когда возникает избыток тепла. Это влияет не только на комфорт потребителя, но и на теплопотери.

Гидравлический режим теплоснабжения постоянен, температура прямой и обратной сетевой воды является функцией температуры наружного воздуха.

Согласно статьи 15 пункта 6 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190- ФЗ «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. В ходе сбора информации о состоянии системы теплоснабжения поселения, бесхозяйные тепловые сети на территории Тигрицкого сельсовета Минусинского района отсутствуют.

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

Диспетчерская АО «КраСЭко» оборудована телефонной связью.

Сигналы об утечках и авариях на сетях от абонентов принимает аварийно- диспетчерская служба ресурсоснабжающей организации которая в дальнейшем принимает решение об устранении нештатных ситуаций, аварий и т.д. на тепловых сетях.

**Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии**

На территории с. Тигрицкое действует 1 источник централизованного теплоснабжения. Источник тепловой энергии обслуживает как физических, так и юридических лиц.

**Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии**

Расчетными элементами территориального деления, неизменяемыми в границах на весь срок проектирования, являются кадастровые кварталы, в границах которых расположена зоны действия котельной Тигрицкого сельсовета Минусинского района.

**Таблица 1.5.1.1 - Значения спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления**

|  |  |
| --- | --- |
| ***Квартал*** | ***Значение нагр. (Гкал/ч.)*** |
| ***Котельная*** | |
| 24:25:5101001:1340 | 0,76 |

Объемы потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя и приросты потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе указаны в таблице № 2, таблица № 3

Таблица №2. Существующий объем потребления тепловой энергии

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Источник  тепловой  энергии | Теплоснабжающая организация | Тепловые нагрузки, Гкал/ч | | | |
| Отопление | ГВС | Технология | Общая |
| Котельная  с. Тигрицкое | АО «КраСЭко» | 0,179 | 0 | 0 | 0 |

Таблица №3. Прогноз приростов объемов теплопотребления

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Источник  тепловой  энергии | Теплоснабжающая организация | Подключенная тепловая нагрузка к источнику теплоснабжения, Гкал/час | | | | |
| 2026год | 2027год | 2028год | 2029год | 2030год |
| Котельная  с.Тигрицкое | АО «КраСЭко» | 0,76 | 0,76 | 0,76 | 0,76 | 0,76 |

Согласно прогнозам приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности), и приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии изменений в потреблении тепловой энергии объектами, расположенными в производственных зонах, не предвидится в течении расчетного срока схемы теплоснабжения.

**Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии**

Баланс тепловой мощности подразумевает соответствие подключенной тепловой нагрузки тепловой мощности источников. Тепловая нагрузка потребителей рассчитывается как необходимое количество тепловой энергии на поддержание нормативной температуры воздуха в помещениях потребителя при расчетной температуре наружного воздуха. Для данного региона расчетная температура наружного воздуха - минус 40°С

**Таблица №4. Анализ перспективных балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Источник  тепловой  энергии | Установленная мощность,  Гкал/час | Присоединенная нагрузка  Гкал/час | Резерв/дефицит тепловой мощности Гкал/час | Присоединенная нагрузка  Гкал/час | Резерв/дефицит тепловой мощности Гкал/час |
|  |  |  |  | 2025 | 2026 - | 2030 |
| 1 | Котельная  с. Тигрицкое | 1,8 | 0,76 | 1,4 | 0,76 | 1,4 |

В настоящее время в Тигрицком сельсовете Минусинского района имеется резерв тепловой мощности нетто на источнике тепловой энергии.

Возможности расширения технологической зоны действия источника котельной ограничен радиусам эффективного теплоснабжения и мощностью котельной. Дефицит тепловой мощности в Тигрицком сельсовете Минусинского района для котельной отсутствует.

Часть 7 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

Для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии увеличения потребления топлива не потребуется. Топливный баланс до расчетного срока не изменится. Перспективное потребление расчетного на развитие системы теплоснабжения до окончания планируемого периода и представлено в таблице.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Год | Суммарная тепловая нагрузка,Гкал/ч | Показатель | Нормативное количество топлива, т |
| 2025 | 0,76 | уголь |  |
| 2030 | 0,76 | уголь |  |

Текущая тепловая нагрузка на отопление составляет 0,76 Гкал/ч. Перспективная тепловая нагрузка к 2030 году останется на прежнем уровне.

Поставка и хранение резервного и аварийного топлива не предусмотрена. Обеспечение топливом производится надлежащим образом в соответствии с действующими нормативными документами. На котельной с.Тигрицкое в качестве основного, резервного и аварийного вида топлива используется бурый уголь.

**Часть 8. Надежность теплоснабжения**

**Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей**

В соответствии с «Организационно-методическими рекомендациями по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации» МДС 41-6.2000 и требованиями Постановления Правительства РФ от 08.08.2012г. № 808 «Об организации теплоснабжения в РФ и внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ» оценка надежности систем коммунального теплоснабжения по каждой котельных и по городу в целом производится по следующим критериям:

Надежность электроснабжения источников тепла (Кэ) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

− при наличии второго ввода или автономного источника электроснабжения Кэ=1,0;

− при отсутствии резервного электропитания при мощности отопительной котельных;

− до 5,0 Гкал/ч – Кэ=0,8;

− свыше 5,0 до 20 Гкал/ч – Кэ=0,7;

− свыше 20 Гкал/ч – Кэ=0,6.

Надежность водоснабжения источников тепла (Кв) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

− при наличии второго независимого водовода, артезианской скважины или емкости с запасом воды на 12 часов работы отопительной котельных при расчетной нагрузке Кв = 1,0;

− при отсутствии резервного водоснабжения при мощности отопительной котельных;

− до 5,0 Гкал/ч – Кв=0,8;

− свыше 5,0 до 20 Гкал/ч – Кв=0,7;

− свыше 20 Гкал/ч – Кв=0,6.

Надежность топливоснабжения источников тепла (Кт) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

− при наличии резервного топлива Кт =1,0;

− при отсутствии резервного топлива при мощности отопительной котельных;

− до 5,0 Гкал/ч – Кт=1,0;

− свыше 5,0 до 20 Гкал/ч – Кт=0,7;

− свыше 20 Гкал/ч – Кт=0,54.

Одним из показателей, характеризующих надежность системы коммунального теплоснабжения, является соответствие тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей (Кб). Величина этого показателя определяется размером дефицита

− до 10% – Кб = 1,0;

− свыше 10 до 20% – Кб = 0,8;

− свыше 20 до 30% – Кб = 0,6;

− свыше 30% – Кб = 0,3.

Одним из важнейших направлений повышения надежности систем коммунального теплоснабжения является резервирование источников тепла и элементов тепловой сети путем их кольцевания или устройства перемычек.

Уровень резервирования (Кр) определяется как отношение резервируемой на уровне центрального теплового пункта (квартала; микрорайона) расчетной тепловой нагрузки к сумме расчетных тепловых нагрузок, подлежащих резервированию потребителей, подключенных к данному тепловому пункту:

− резервирование свыше 90 до 100% нагрузки – Кр=1,0;

− резервирование свыше 70 до 90% нагрузки – Кр=0,7;

− резервирование свыше 50 до 70% нагрузки – Кр=0,54;

− резервирование свыше 30 до 50% нагрузки – Кр=0,3;

− резервирование менее 30% нагрузки – Кр=0,2.

Существенное влияние на надежность системы теплоснабжения имеет техническое состояние тепловых сетей, характеризуемое наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов (Кс) при доле ветхих сетей:

− до 10% – Кс=1,0;

− свыше 10% до 20% – Кс=0,8;

− свыше 20% до 30% – Кс=0,6;

− свыше 30% – Кс=0,54.

Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения Кнад определяется как средний по частным показателям Кэ, Кв, Кт, Кб, Кр и Кс Кнад=Кэ+Кв+Кт+Кб+Кр+Кс𝑛𝑛,

где n – число показателей, учтенных в числителе.

В зависимости от полученных показателей надежности отдельных систем и системы коммунального теплоснабжения города (населенного пункта) они с точки зрения надежности могут быть оценены как:

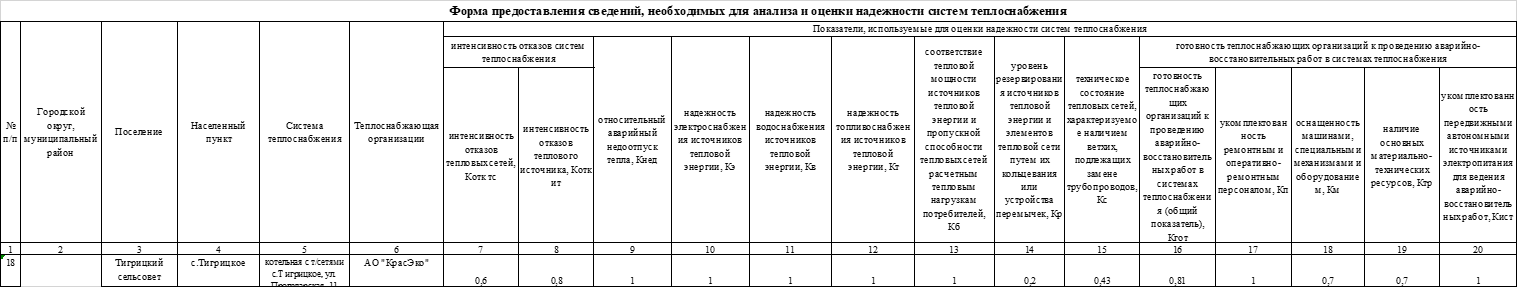
− высоконадежные – при Кнад – более 0,9;

− надежные – Кнад – от 0,75 до 0,89;

− малонадежные – Кнад – от 0,54 до 0,74;

− ненадежные – Кнад – менее 0,54.

Критерии оценки надежности и коэффициент надежности систем теплоснабжения приведены в таблице 1.9.1.



Отключений потребителей отмечено не было.

За 2024 год в Тигрицком сельсовете Минусинского района отключений не зафиксировано.

**Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. № 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»**

I. Общие положения

1. Настоящие Правила устанавливают порядок расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении (далее – аварийная ситуация) на источниках тепловой энергии, тепловых сетях и теплопотребляющих установках потребителей тепловой энергии (далее соответственно – объекты, потребители), за исключением:

а) аварий, расследование причин, которых осуществляется в соответствии с законодательством об электроэнергетике;

б) аварий и инцидентов, расследование причин которых осуществляется в соответствии с законодательством в области промышленной безопасности.

2. Для целей настоящих Правил под аварийной ситуацией понимается технологическое нарушение, приведшее к разрушению или повреждению сооружений и (или) технических устройств (оборудования), неконтролируемому взрыву и (или) выбросу опасных веществ, полному или частичному ограничению режима потребления тепловой энергии.

3. Федеральный орган исполнительной власти, осуществляющий функции по контролю и надзору в сфере безопасного ведения работ, связанных с безопасностью электрических и тепловых установок, тепловых сетей, расследует причины аварийных ситуаций, которые привели:

а) к прекращению теплоснабжения потребителей в отопительный период на срок более 24 часов;

б) к разрушению или повреждению оборудования объектов, которое привело к выходу из строя источников тепловой энергии или тепловых сетей на срок 3 суток и более;

в) к разрушению или повреждению сооружений, в которых находятся объекты, которое привело к прекращению теплоснабжения потребителей.

4. Расследование причин аварийных ситуаций, не повлекших последствия, предусмотренные пунктом 3 настоящих Правил, но вызвавшие перерыв теплоснабжения потребителей на срок более 6 часов или приведшие к снижению температуры теплоносителя в подающем трубопроводе тепловой сети в отопительный период на 30 процентов и более по сравнению с температурным графиком системы теплоснабжения, осуществляется собственником или иным законным владельцем объекта, на котором произошла аварийная ситуация.

5. При возникновении аварийной ситуации собственник или иной законный владелец объекта, на котором произошла аварийная ситуация, обязан:

а) передать оперативную информацию о возникновении аварийной ситуации (далее – оперативная информация) в федеральный орган исполнительной власти, осуществляющий функции по контролю и надзору в сфере безопасного ведения работ, связанных с безопасностью электрических и тепловых установок, тепловых сетей, и органы местного самоуправления;

б) принять меры по защите жизни и здоровья людей, окружающей среды, а также собственности третьих лиц от воздействия негативных последствий аварийной ситуации;

в) принять меры по сохранению сложившейся обстановки на месте аварийной ситуации до начала расследования ее причин, за исключением случаев, когда необходимо вести работы по ликвидации аварийной ситуации и сохранению жизни и здоровья людей, а в случае невозможности сохранения обстановки на месте аварийной ситуации обеспечить ее документирование (фотографирование, видео- и аудиозапись и др.) к началу проведения работ по локализации и ликвидации аварийной ситуации и сохранность указанных материалов;

г) осуществить мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварийной ситуации на объекте, на котором произошла аварийная ситуация;

д) содействовать федеральному органу исполнительной власти, осуществляющему функции по контролю и надзору в сфере безопасного ведения работ, связанных с безопасностью электрических и тепловых установок, тепловых сетей, при расследовании причин аварийных ситуаций, повлекших последствия, предусмотренные пунктом 3 настоящих Правил;

е) организовать расследование причин аварийной ситуации, повлекшей последствия, указанные в пункте 4 настоящих Правил;

ж) принять меры по устранению и профилактике причин, способствовавших возникновению аварийной ситуации, указанных в акте о расследовании причин аварийной ситуации.

6. Собственник или иной законный владелец объекта, на котором произошла аварийная ситуация, повлекшая последствия, предусмотренные пунктом 3 настоящих Правил, осуществляет передачу оперативной информации незамедлительно, а при аварийной ситуации, повлекшей последствия, предусмотренные пунктом 4 настоящих Правил, – в течение 8 часов с момента возникновения аварийной ситуации.

7. Передача оперативной информации осуществляется посредством факсимильной связи и (или) по электронной почте либо при отсутствии такой возможности устно по телефону с последующим направлением оперативной информации в письменной форме.

8. Оперативная информация содержит:

а) наименование собственника или иного законного владельца, на объектах которого произошла аварийная ситуация;

б) наименование и место расположения объекта, на котором произошла аварийная ситуация;

в) дату и местное время возникновения аварийной ситуации (в формате «ДД.ММ в ЧЧ:ММ»);

г) обстоятельства, при которых произошла аварийная ситуация, в том числе схемные, режимные и погодные условия;

д) наименование отключившегося оборудования объекта, на котором произошла аварийная ситуация;

е) основные технические параметры оборудования (тепловая мощность, паропроизводительность объекта, на котором произошла аварийная ситуация);

ж) сведения о не включенном после аварийной ситуации (вывод в ремонт, демонтаж) оборудовании объекта, на котором произошла аварийная ситуация;

з) причину отключения, повреждения и (или) перегрузки оборудования объекта, на котором произошла аварийная ситуация (при наличии такой информации);

и) сведения об объеме полного и (или) частичного ограничения теплоснабжения с указанием категории потребителей, количества граждан-потребителей (населенных пунктов), состава отключенного от теплоснабжения оборудования;

к) хронологию (при наличии информации) ликвидации аварийной ситуации с указанием даты и местного времени (в формате «ДД.ММ в ЧЧ:ММ»), в том числе включения оборудования, отключившегося в ходе аварийной ситуации, и восстановления теплоснабжения потребителей;

л) информацию о наступивших последствиях в связи с возникновением аварийной ситуации.

9. В случае если в момент возникновения аварийной ситуации возникли последствия, предусмотренные пунктом 3 настоящих Правил, решение о расследовании причин аварийной ситуации принимается федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по контролю и надзору в сфере безопасного ведения работ, связанных с безопасностью электрических и тепловых установок, тепловых сетей, не позднее 24 часов с момента получения оперативной информации.

В случае если в момент возникновения аварийной ситуации невозможно определить, приведет ли аварийная ситуация к последствиям, предусмотренным пунктом 3 настоящих Правил, решение о расследовании причин аварийной ситуации принимается собственником или иным законным владельцем объекта, на котором произошла аварийная ситуация, не позднее 24 часов с момента возникновения аварийной ситуации.

В случае если в процессе развития аварийной ситуации возникли последствия, предусмотренные пунктом 3 настоящих Правил, то собственник или иной законный владелец объекта, на котором произошла аварийная ситуация, направляет в течение 8 часов с момента наступления указанных последствий в федеральный орган исполнительной власти, осуществляющий функции по контролю и надзору в сфере безопасного ведения работ, связанных с безопасностью электрических и тепловых установок, тепловых сетей, и органы местного самоуправления уведомление о возникновении последствий аварийной ситуации (далее – уведомление о возникновении последствий) для принятия решения о расследовании причин аварийной ситуации.

Решение о расследовании причин аварийной ситуации принимается не позднее 24 часов с момента получения уведомления о возникновении последствий. Содержание уведомления о возникновении последствий, а также порядок и способ передачи уведомления о возникновении последствий аналогичны содержанию, порядку и способу передачи оперативной информации.

Аварийные ситуации при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий», за последние 5 лет в Тигрицком сельсовете не зафиксированы.

Согласно СП.124.13330.2012 «Тепловые сети», полное восстановление теплоснабжения при отказах на тепловых сетях должно быть в сроки, указанные в таблице 1.9.6.1.

**Таблица 1.9.6.1 – Расчет среднего времени восстановления теплоснабжения при отказах на тепловых сетях**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ***№ п/п*** | ***Температура***  ***наружного воздуха, ос*** | ***Темп снижения***  ***температуры в квартире Т, (0 С в час)*** | ***Время остывания помещения*** | ***Лимит времени на устранение аварий и***  ***инцидентов до замерзания теплоносителя в трубах потребителя, ч*** |
| ***1*** | 0 | 0,3 | 36,7 | 36,6 ч |
| ***2*** | -5 | 0,54 | 26,2 | 26,16 ч |
| ***3*** | -10 | 0,6 | 20,4 | 20,4 ч |
| ***4*** | -15 | 0,7 | 16,8 | 16,8 ч |
| ***5*** | -20 | 0,8 | 14,3 | 14,3 ч |
| ***6*** | -25 | 1 | 12,4 | 12,4 ч |
| ***7*** | -30 | 1,1 | 11 | 11 ч |
| ***8*** | -35 | 1,2 | 9,8 | 9,8 ч |
| ***9*** | -40 | 1,3 | 8,9 | 8,9 ч |

***Часть 9. Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций***

***Таблица 1.10.1 – АО «КрасЭко»***

|  |  |
| --- | --- |
| ***АО «КрасЭко»*** | |
| ***Полное наименование*** | Акционерное общество «красноярская Региональная Энергетическая Компания |
| ***Сокращенное наименование*** | АО «КрасЭко» |
| ***Юр. адрес*** | 660049, Красноярский край, г Красноярск, пр-кт Мира, д. 10, помещ. 55 |
| ***Телефон*** | [+7 (39132)-506-70](tel:+73913721498) |
| ***Телефон дисп. службы*** | +79233136306 |
| ***Начальник*** | Чернов Андрей Вениаминович |
| ***Эл. адрес*** | [pub50727@krasmail.ru](mailto:pub50727@krasmail.ru) |
| ***Реквизиты*** | **ОГРН 1152468001773**  **ИНН/КПП 2460087269 \ 246601001** |

**Часть 10. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения**

**1.11.1 Описание динамики 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**

**Таблица 1.11.1.1 – Динамика тарифов**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| ***Наименование регулируемой организации*** | ***Вид тарифа*** | ***Год*** | ***Вода*** |
| ***АО «КрасЭко»*** | население (тарифы указываются с учетом НДС) | 2024 г. | 11 933,51 |
| 2025 г. | 11 933,51/  13 723,54 |
| 2026 г. | 13 746,28 |
| 2027 г. | 13 218,98 |
| 2028 г. | 14 967,36 |
| 2029 г. | 13 608,62 |
| 2030г | 13 608,62 |

Структура цены на тепловую энергию формируется одноставочным тарифом (таблица 1.11.2.1).

***Таблица 1.11.2.1 – Структура цен (тарифов)***

|  |  |
| --- | --- |
| ***Период*** | ***2024г..*** |
| АО«КрасЭко» руб./Гкал | 11 933,51 |
| Тариф на передачу тепловой энергии (мощности) | 0 |
| Надбавка к тарифу на тепловую энергию для потребителей | 0 |
| Надбавка к тарифу регулируемых организаций на тепловую энергию | 0 |
| Надбавка к тарифу регулируемых организаций на передачу тепловой энергии | 0 |

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 16.04.2012 №307 «О порядке подключения к системам теплоснабжения и о внесении изменений в некоторые акты правительства Российской Федерации»: подключение к системам теплоснабжения осуществляется на основании договора о подключении к системам теплоснабжения (далее-договор о подключении).

По договору о подключении исполнитель (теплоснабжающая или теплосетевая организация, владеющая на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями и (или) источниками тепловой энергии, к которым непосредственно или через тепловые сети и (или) источники тепловой энергии иных лиц осуществляется подключение) обязуется осуществить подключение, а заявитель (лицо, имеющее намерение подключить объект к системе теплоснабжения, а также теплоснабжающая или теплосетевая организация) обязуется выполнить действия по подготовке объекта к подключению и оплатить услуги по подключению.

В соответствии с правилами заключения и исполнения публичных договоров о подключении к системам коммунальной инфраструктуры (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 09.06.2007г. №360) размер платы за подключение определяется следующим образом:

1) если в утвержденную в установленном порядке инвестиционную программу организации коммунального комплекса – исполнителя по договору о подключении (далее – инвестиционная программа исполнителя) включены мероприятия по увеличению мощности и (или) пропускной способности сети инженерно-технического обеспечения, к которой будет подключаться объект капитального строительства, и установлены тарифы на подключение к системе коммунальной инфраструктуры вновь создаваемых (реконструируемых) объектов капитального строительства (далее – тариф на подключение), размер платы за подключение определяется расчетным путем как произведение заявленной нагрузки объекта капитального строительства (увеличения потребляемой нагрузки – для реконструируемого объекта капитального строительства) и тарифа на подключение. При включении мероприятий по увеличению мощности и (или) пропускной способности сети инженерно-технического обеспечения в утвержденную инвестиционную программу исполнителя, но в случае отсутствия на дату обращения заказчика утвержденных в установленном порядке тарифов на подключение, заключение договора о подключении откладывается до момента установления указанных тарифов;

2) при отсутствии утвержденной инвестиционной программы исполнителя или отсутствии в утвержденной инвестиционной программе исполнителя мероприятий по увеличению мощности и (или) пропускной способности сети инженерно-технического обеспечения, к которой будет подключаться объект капитального строительства, обязательства по сооружению необходимых для подключения объектов инженерно-технической инфраструктуры, не связанному с фактическим присоединением указанных объектов к существующим сетям инженерно-технического обеспечения в рамках договора о подключении, могут быть исполнены заказчиком самостоятельно. В этом случае исполнитель выполняет работы по фактическому присоединению сооруженных заказчиком объектов к существующим сетям инженерно-технического обеспечения, а плата за подключение не взимается;

3) если для подключения объекта капитального строительства к сети инженерно-технического обеспечения не требуется проведения мероприятий по увеличению мощности и (или) пропускной способности этой сети, плата за подключение не взимается.

Плата за работы по присоединению внутриплощадочных или внутридомовых сетей построенного (реконструированного) объекта капитального строительства в точке подключения к сетям инженерно-технического обеспечения в состав платы за подключение не включается. Указанные работы могут осуществляться на основании отдельного договора, заключаемого заказчиком и исполнителем, либо в договоре о подключении должно быть определено, на какую из сторон возлагается обязанность по их выполнению. В случае если выполнение этих работ возложено на исполнителя, размер платы за эти работы определяется соглашением сторон.

В обязанность исполнителя входит:

– осуществить действия по созданию (реконструкции) систем коммунальной инфраструктуры до точек подключения на границе земельного участка, а также по подготовке сетей инженерно-технического обеспечения к подключению объекта капитального строительства и подаче ресурсов не позднее установленной договором о подключении даты подключения (за исключением случаев, предусмотренных п.2).

В обязанность заявителя входит:

– выполнить установленные в договоре о подключении условия подготовки внутриплощадочных и внутридомовых сетей и оборудования объектов капитального строительства к подключению (условия подключения).

В соответствии с Правилами определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения (утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 13.02.2006г. №83): Точка подключения – место соединения сетей инженерно-технического обеспечения с устройствами и сооружениями, необходимыми для присоединения, строящегося (реконструируемого) объекта капитального строительства к системам теплоснабжения).

В соответствии с основами ценообразования в сфере теплоснабжения (утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012г. №1075):

В случае если подключаемая тепловая нагрузка более 0,1 Гкал/ч и не превышает 1,5 Гкал/ч, в состав платы за подключение, устанавливаемой органом регулирования с учетом подключаемой тепловой нагрузки, включаются средства для компенсации регулируемой организации расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе застройщика, расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, а также налог на прибыль, определяемый в соответствии с налоговым законодательством.

Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, определяется в соответствии с методическими указаниями и не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непроизводственной сферы и инженерной инфраструктуры. Плата за подключение дифференцируется в соответствии с методическими указаниями, в том числе в соответствии с типом прокладки тепловых сетей (подземная (канальная и бесканальная) и надземная (наземная)).

При отсутствии технической возможности подключения к системе теплоснабжения плата за подключение для потребителя, суммарная подключаемая тепловая нагрузка которого превышает 1,5 Гкал/ч суммарной установленной тепловой мощности системы теплоснабжения, к которой осуществляется подключение, устанавливается в индивидуальном порядке.

В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе – застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непроизводственной сферы и инженерной инфраструктуры.

В соответствии с требованиями Федерального Закона Российской Федерации от 27.07.2010г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

Потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры оказания услуг по поддержанию резервной тепловой мощности и оплачивают указанные услуги по регулируемым ценам (тарифам) или по ценам, определяемым соглашением сторон договора.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается в случае, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не осуществил отсоединение принадлежащих ему теплопотребляющих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности подлежит регулированию для отдельных категорий социально значимых потребителей, перечень которых определяется основами ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством РФ, и устанавливается как сумма ставок за поддерживаемую мощность источника тепловой энергии и за поддерживаемую мощность тепловых сетей в объеме, необходимом для возможного обеспечения тепловой нагрузки потребителя.

Для иных категорий потребителей тепловой энергии плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности не регулируется и устанавливается соглашением сторон.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, не производится.

***Таблица 1.11.4.1 – Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей***

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Наименование показателя*** | ***Единица измерения*** | ***Сроки действия платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности*** | | |
| ***2022г.*** | ***2023г.*** | ***2024г.*** |
| Ставка за содержание тепловой мощности, руб./гкал/ч/мес | руб./Гкал/ч/мес | - | - | - |
| Группа потребителей | - | без дифференциации | без дифференциации | без дифференциации |

**Часть 11. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения**

Проблемы организации качественного теплоснабжения котельной Тигрицкого сельсовета Минусинского района отсутствуют.

Основная причина, определяющая надежность и безопасность теплоснабжения поселения – это техническое состояние теплогенерирующего оборудования и тепловых сетей. Высокая степень износа основного оборудования и недостаточное финансирование теплогенерирующих предприятий не позволяет своевременно модернизировать устаревающее оборудование и трубопроводы.

Системы теплоснабжения переживают тяжелейший кризис. Это выработавшее свой ресурс оборудование на источниках тепла, участившиеся аварии на наружных тепловых сетях. Причина этого во многом кроется в экономическом и энергетическом кризисе. Инвестиции в обновление систем теплоснабжения методично в течение многих лет сокращались. Многих аварий можно было бы избежать, если бы системы теплоснабжения были вовремя отрегулированы на нормативные характеристики. Для этого не требуется значительных средств. Затраты на восстановительные работы в десятки раз превышают затраты на наладку тепловых сетей.

Наладка тепловой сети является ключевым фактором в обеспечении надежного функционирования системы «источник тепла – тепловая сеть – потребитель». От состояния и работы тепловой сети во многом зависит работа системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей тепла.

В части обеспечения безопасности теплоснабжения должно предусматриваться резервирование системы теплоснабжения, живучесть и обеспечение бесперебойной работы источников тепла и тепловых сетей. Перемычек, как правило, нет. Расстояние между источниками тепловой энергии в основном превышают радиусы эффективного теплоснабжения, что делает строительство перемычек экономически нецелесообразным. Узлы ввода теплопроводов в здания зачастую доступны для посторонних лиц, что приводит к неквалифицированному вмешательству в работу тепловой сети.

Система теплоснабжения представляет собой энергетический комплекс, состоящий из источника тепла с котельными агрегатами, насосным и прочим оборудованием, разводящих магистральных и внутриквартальных наружных тепловых сетей и внутренних систем теплопотребления зданий. Все это представляет собой единый организм. Если в каком-то из звеньев системы непорядок, то «болеет» вся система. Поэтому и «лечить», т. е. налаживать (регулировать) необходимо именно систему. В системе теплоснабжения расход теплоносителя и располагаемый напор тепловой сети, обеспечиваемый насосами на источнике тепла, есть взаимозависимые величины.

Основной проблемой развития систем теплоснабжения является низкая востребованность в централизованном теплоснабжении. Население в районе предпочитает установку индивидуальных автономных котлов.

Проблем в обеспечении действующих систем теплоснабжения топливом не наблюдалось – как в номинальном режиме работы источников тепловой энергии, так и в периоды резких похолоданий.

Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения прочих организаций, занятых в сфере теплоснабжения, по полученной от них информации – отсутствуют.

Предписания надзорными органами организациям, занятым в сфере теплоснабжения, об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность эксплуатируемых ими систем теплоснабжения, по информации полученной от указанных организаций – не выдавались.

**ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Базовый уровень потребления тепла на цели теплоснабжения от муниципальной котельных Тигрицкого сельсовета Минусинского района составил 1169,4 Гкал/год.

В качестве перспективного жилища в Тигрицком сельсовете Минусинского района принят индивидуальный жилой дом усадебного типа. Теплоснабжение перспективной жилой площади предусматривается от индивидуальных источников.

Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии муниципальных котельных Тигрицкого сельсовета Минусинского района приведены в таблице 2.3.1.

***Таблица 2.3.1 – Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии***

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Годы*** | | ***2024г.*** | ***2025г.*** | ***2026г.*** | ***2027г.*** | ***2028-2037г.*** |
| ***Удельный расход тепловой энергии*** | Тепловая энергия на отопление, Гкал/ч | 1,169 | 1,169 | 1,169 | 1,169 | 1,169 |
| Тепловая энергия на ГВС, Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Тепловая энергия на вентиляцию, Гкал/ч | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ***Всего, Гкал/ч*** | 1,169 | 1,169 | 1,169 | 1,169 | 1,169 |

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в зоне действия котельной Тигрицкого сельсовета Минусинского района приведены в таблице 2.4.1.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Годы*** | | ***2024г.*** | ***2025г.*** | ***2026г.*** | ***2027г.*** | ***2028-2037г.*** |
| ***Тепловая энергия***  ***(мощности), Гкал/ч*** | прирост нагрузки на отопление | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| прирост нагрузки на ГВС | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| прирост нагрузки на вентиляцию | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ***Всего, Гкал/ч*** | ***0*** | ***0*** | ***0*** | ***0*** | ***0*** |

***Таблица 2.4.1 – Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя Тигрицкого сельсовета*** ***Минусинского района***

Приросты объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах на расчетный период, не планируются.

**ГЛАВА 3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ**

Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки источников тепловой энергии (с учетом потерь в тепловых сетях) котельных Каратузского сельсовета Каратузского района приведены в таблице 4.1.1.

***Таблица 3.1.1 – Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки источников тепловой энергии котельных Тигрицкого сельсовета*** ***Минусинского района***

| ***Наименование источника теплоснабжения*** | ***Установленная тепловая мощность, Гкал/ч*** | ***Затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч*** | ***Нагрузка потребителей, Гкал/ч*** | ***Тепловые потери в тепловых сетях. Гкал/ч*** | ***Резерв тепловой мощности источников тепла, Гкал/ч*** |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Котельная*** | 1,8 | 0,0457 | 0,76 | 1,0696 | 1,04 |

* 1. Для увеличения эффективности работы тепловой системы необходимо провести работы по установке дроссельных устройств (дроссельных шайб или балансировочных клапанов).
  2. Для предотвращения засорений регулирующей аппаратуры и увеличения теплоотдачи отопительных приборов необходимо внедрить на источниках тепла водоподготовку сетевой воды, а также ежегодно проводить промывку тепловой сети и внутридомовых систем теплоснабжения.
  3. При изменении схемы теплоснабжения или тепловой нагрузки потребителей (отключение/подключение) необходимо проводить корректировочный расчет тепловых и гидравлических режимов и соответственно диаметров дроссельных устройств.

До проведения работ по установке дроссельных устройств (шайб) необходимо выполнить следующие рекомендации:

1. Для предотвращения засорений провести ревизию и промывку существующих фильтров механической очистки, при отсутствии фильтров произвести их установку на вводах у потребителей.
2. Провести планово-предупредительные работы на тепловой сети с последующей опрессовкой в соответствие с руководящими документами;
3. Восстановить поврежденную тепловую изоляцию и защитное покрытие изоляции;
4. Установить расчетные дроссельные устройства (или балансировочные клапаны) в неотопительный период.
5. Провести опломбирование установленных устройств, с целью предотвращения несанкционированного доступа к ним;
6. Провести корректировку работы дроссельных устройств после пробной эксплуатации;
7. Для исключения нарушения гидравлических режимов тепловых систем не допускается установка на вводах и тепловых пунктах потребителей: повысительных насосов, обводных линий и прочих технических устройств, способных повлиять на гидравлический режим. С этой целью необходимо демонтировать существующие циркуляционные насосы и проводить регулярные проверки на вводах и тепловых пунктах.

Преимущества установки балансировочного клапана:

– балансировочные клапана являются регулирующей и запорной арматурой;

– балансировочные клапана дают возможность проводить регулировку без остановки системы теплоснабжения в течение отопительного сезона;

– при засорении балансировочного клапана достаточно его полностью открыть для продувки сетевой водой, а затем выставить необходимый расчетный расход теплоносителя и/или рекомендуемое сечение проходного канала;

– присоединение перспективного строительного фонда к существующим СЦТ не планируется

**ГЛАВА 4. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДС КОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ**

Содержание, формат, объем мастер-плана в значительной степени варьируются в разных населенных пунктах и существенным образом зависят от тех целей и задач, которые стоят перед его разработчиками. В крупных городах администрации могут создавать целые департаменты, ответственные за разработку мастер-плана, а небольшие поселения вполне могут доверить эту работу специализированным консультантам.

Универсальность мастер-плана позволяет использовать его для решения широкого спектра задач. Основной акцент делается на актуализации существующих объектов и развитии новых объектов. Многие проблемы объектов были накоплены еще с советских времен и только усугубились в современный период. Для решения многих проблем используется стратегический мастер-план.

**Вариант №1**

Техническое обслуживание с устранением мелких неисправностей, капитальный ремонт, перекладка тепловых сетей (выработавших нормативный ресурс), способствующие нормативной эксплуатации. Переоснащение, ремонт источников тс. Перекладка тепловых сетей с изменением диаметра тепловой сети для поддержания нормативного уровня давления и обеспечения прироста тепловой нагрузки потребителей.

**Вариант №2**

Капитальный ремонт тепловых сетей с изменением диаметра тепловой сети для поддержания нормативного уровня давления.

Для повышения уровня надежности теплоснабжения, сокращения тепловых потерь в сетях предлагается в период с 2026 по 2030 годы во время проведения ремонтных компаний производить техническое обслуживание с устранением мелких неисправностей, капитальный ремонт, перекладку тепловых сетей (выработавших нормативный ресурс), для поддержания нормативного уровня эксплуатации. Переоснащение, ремонт источников ТС. Перекладка тепловых сетей с изменением диаметра тепловой сети для поддержания нормативного уровня давления и обеспечения прироста тепловой нагрузки потребителей.

Для реализации варианта №1 производится техническое обслуживание с устранением мелких неисправностей, капитальный ремонт, перекладку тепловых сетей (выработавших нормативный ресурс), для поддержания нормативного уровня эксплуатации. Переоснащение, ремонт источников ТС. Перекладка тепловых сетей с изменением диаметра тепловой сети для поддержания нормативного уровня давления и обеспечения прироста тепловой нагрузки потребителей.

**ГЛАВА 5. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ**

В соответствии с п. 6.16 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» установка для подпитки системы теплоснабжения на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воду соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов.

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения.

Перспективный баланс необходимой производительности водоподготовительных установок котельной Тигрицкого сельсовета Минусинского района и максимального потребления теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах приведен в таблице.

В соответствии с п. 6.16 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деарированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели).

Расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают расчетные технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с нормативной утечкой из тепловой сети и систем теплопотребления.

Среднегодовая утечка теплоносителя (м3/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Централизованная система теплоснабжения в сельском поселении – закрытого типа. Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», (п.6.16) расчетный расход среднегодовой утечки воды, м3/ч для подпитки тепловых сетей следует принимать 0,25 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий.

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии Тигрицкого сельсовета приведена в таблице 5.1.1.

***Таблица 5.1.1 – Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях***

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Зона действия***  ***источника теплоснабжения*** | ***Значения величины нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях, м3/час*** | | | | | |
| ***Существующая*** | ***Перспективная*** | | | | |
| ***2024 г.*** | ***2025 г.*** | ***2026 г.*** | ***2027 г.*** | ***2028 г.*** | ***2029-2037 гг.*** |
| ***Котельная*** | 1,0696 | 1,0696 | 1,0696 | 1,0696 | 1,0696 | 1,0696 |

В соответствии с п. 6.16 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деарированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели).

Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии приведен в таблице 1.6.4.1.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ***Параметр*** | ***Для эксплуатационного режима*** | ***Для аварийного режима*** |
| ***Котельная «КСШ №1»*** | | |
| Нормативный часовой расход подпиточной воды, м3/час | 0,195 | 0,44 |
| Фактический часовой расход подпиточной воды, м3/час | - | - |

***Таблица 1.5.4.1 – Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды***

**ГЛАВА 6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Недостаток финансовых средств районного и местного бюджетов в значительной мере сдерживает проведение работ по капитальному ремонту и реконструкции тепловых сетей Тигрицкого сельсовета с длительными сроками эксплуатации. Основной задачей на планируемый период является повышение эффективности работы котельного оборудования и снижение потерь теплоносителя в сетях путем постепенной замены изношенного оборудования, а также ремонта и замены тепловых сетей. Это позволит снизить количество аварий, довести до нормативных потери тепла при эксплуатации тепловых сетей. В этой связи предполагается проведение мероприятий по развитию теплоснабжения для осуществления эффективного прогнозирования объемов потребления тепловой энергии, детального анализа потребления энергоресурсов организациями, финансируемыми из бюджета поселения, выявления и устранения очагов нерационального использования энергоресурсов. Другой важной задачей является энергосбережение, которое на сегодня в разы выгоднее, чем развитие теплоэнергетики. Только потери тепла при транспортировке составляют до 25%, а при эксплуатации жилищно-коммунальными службами (вследствие плохой теплоизоляции, высокого теплоизлучения самих труб, бесканальной прокладки трубопроводов) - доходят до 50%. Потенциал энергосбережения в этой области может составлять существенную долю от объема используемого топлива. При принятии определенных мер можно достичь снижения потребления топлива на нужды отопления на 20-25% от общего потребления поселением. На настоящее время инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение объектов теплоснабжения в Тигрицком сельсовете в программных документах не предусмотрены. Вместе с тем, схемой рекомендуется предусмотреть капитальные вложения в модернизацию (реконструкцию) ветхих тепловых сетей. Протяженность ветхих сетей составляет 2 000 м. Оценка необходимых вложений в реализацию мероприятий ориентировочно составляет – 9 096,9 тыс. руб.

**Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе**

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии представлен в таблице

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Объект | Адрес | Категория мероприятия | Предлагаемое наименование мероприятия с привязкой к котельной от КЦПР | | | Планируемой срок реализации | Стоимость реализации тыс. руб | | | Источник финансирования | |
| Котельная  24:25:5101001:1340 | Красноярский край, Минусинский район, с. Тигрицкое, ул. Пролетарская, здание, 11 | Модернизация | Модернизация насосного оборудования котельной с заменой сетевого насоса ЦНСг38-66 на энергоэффективный насосWilo BL 40/230-15/2 | | | 2029 | 568,66 | | | Внебюджетный источник | |
| Строительство | | Строительство системы приточно-вытяжной вентиляции здания котельной | 2028 | | | 7 000,00 | За счет средств бюджета | |
| Реконструкция | | Реконструкция котельной с установкой системы водоподготовки, состоящей из фильтров механической очистки и системы дозирования реагентов | 2027 | | | 800,00 | За счет средств бюджета | |
| Реконструкция | | Реконструкция технологического трубопровода с установкой узла учета тепловой энергии котельной | 2027 | | | 1800,00 | За счет средств бюджета | |
| Капитальный ремонт | | Капитальный ремонт здания котельной | 2027 | | | 3600,00 | За счет средств бюджета | |
| Реконструкция | | Реконструкция узла холодного водоснабжения котельной с установкой узла учета | 2026 | | | 50,00 | Внебюджетный источник | |
| Реконструкция | | Реконструкция системы электроснабжения котельной с установкой ДЭС для обеспечения 2-й категории надежности электроснабжения от резервного источника | 2027 | | | 1800,00 | За счет средств бюджета | |
| Капитальный ремонт | | Капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК5 до ТК9, 2Ду100, протяженностью154 м | 2028 | | | 15000,00 | За счет средств бюджета | |
| Реконструкция | | Реконструкция газового тракта котельной с установкой газоочистного оборудования | 2027 | | | 3600,00 | За счет средств бюджета | |
| Строительство | | Строительство площадки хранения топлива котельной | 2028 | | | 4200,00 | За счет средств бюджета | |
| Строительство | | Строительство площадки временного накопления ЗШО котельной | 2028 | | | 4200,00 | За счет средств бюджета | |
| Капитальный ремонт | | Капитальный ремонт дымовой трубы котельной | 2026 | | | 6 000,00 | За счет средств бюджета | |
| Реконструкция | | Реконструкция ограждения территории котельной | 2026 | | | 3 000,00 | За счет средств бюджета | |

**ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ**

Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности, не планируется.

На территории Тигрицкого сельсовета Минусинского района не планируется увеличение зоны действия централизованных источников теплоснабжения.

Строительство тепловых сетей для дублирования нерезервированных участков теплотрасс не предполагается. Длины участков не превышают максимально допустимых нерезервируемых.

Для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения в течение всего расчетного периода предусматривается ревизия и ремонт запорной арматуры всех действующих тепловых сетей, а также замена участков тепловой сети, срок эксплуатации которых превышает 25 лет, с применением современной энергоэффективной тепловой изоляции трубопроводов ТС.

Обособленные насосные станции, участвующие непосредственно в транспортировке теплоносителя на территории Тигрицкого сельсовета Минусинского района, отсутствуют. Все насосное оборудование находится в зданиях, соответствующих котельных.

**ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ**

В соответствии с п. 10. статьи 20 ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»: - с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается. Присоединение (подключение) всех потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения будет осуществляться по независимой схеме присоединения систем отопления потребителей и закрытой схеме присоединения систем горячего водоснабжения через индивидуальные тепловые пункты. Тепловые узлы существующих потребителей должны быть реконструированы с установкой теплообменного оборудования для создания закрытого контура водоснабжения. Для перевода предлагается применять одноступенчатую параллельную схему подключения подогревателей горячего водоснабжения. При такой схеме, подогрев воды происходит в одном подогревателе ГВС, который устанавливается параллельно системе отопления с регулирующим устройством. Регулирование осуществляется одним регулирующим клапаном и заключается в поддержании постоянной температуры нагретой воды в зависимости от величины горячего водоразбора. Для монтажа оборудования не требуется дополнительных площадей. Для организации закрытой схемы горячего водоснабжения потребуется:

1. выполнение гидравлического расчета тепловых сетей с учетом перехода на закрытую схему теплоснабжения с целью определения необходимости реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметров;

2. реконструкция тепловых сетей;

3. оснащение потребителей, подключенных непосредственно к тепловым сетям по открытой схеме, теплообменниками ГВС;

4. замена стальных трубопроводов ГВС в зданиях на полимерные трубопроводы;

5. реконструкция сетей водоснабжения с перераспределением расходов воды от источников на ИТП;

6. реконструкция системы водоподготовки на источнике.

***ГЛАВА 9. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ***

Основным видом топлива для котельных Тигрицкого сельсовета Минусинского района является уголь бурый 3Б.

Резервное топливо для котельных отсутствует.

Индивидуальные источники тепловой энергии в частных жилых домах в качестве топлива используют уголь и дрова. Возобновляемые источники энергии в поселении отсутствуют.

Преобладающим в Тигрицком сельсовете Минусинского района топливом для систем теплоснабжения является уголь бурый 3Б.

Уголь бурый 3Б является основным топливом для существующих котельных, обеспечивающих отоплением население, бюджетных и прочих потребителей. Также уголь бурый 3Б используется для отопления существующего одноэтажного жилого фонда, индивидуально-бытовых нужд населения, на производственные и технологические нужды промпредприятий.

Исходя из структуры топливного баланса Тигрицкого сельсовета Минусинского района приоритетным направлением развития топливного баланса остается использование каменного угля на источниках тепловой энергии, использующих его в качестве основного вида топлива.

***ГЛАВА 10. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ***

Расчет надежности работы теплосети Тигрицкого сельсовета Минусинского района выполняется в соответствии с «Методическими рекомендациями по расчету надежности работы теплосети» Минэнерго.

Расчет вероятность безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю рекомендуется выполнять с применением приведённого ниже алгоритма.

Определить не резервируемый путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети:

1. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.

2. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.

3. На основе обработки данных по отказам и восстановлениям (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

 – средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков.

В конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет, 1/(км\*год):

– средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет, 1/(км·год);

– средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет, 1/(км·год).

Для расчета средней частоты отказов участков теплосетей был использован метод параметрической зависимости интенсивности отказов. Была использована зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкая по характеру к распределению Вейбулла:

t·α

где – срок эксплуатации участка, лет.

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра : при 1, она монотонно убывает, при 1 – возрастает; при 1 функция принимает вид t*Const*. А  — это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснабжения.

Для распределения Вейбулла использованы следующие эмпирические коэффициенты :

0,8 – средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;

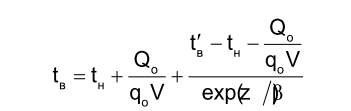
1 – средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет;

0,54×exp(τ/20) – при τ до 17 лет (τ/20), средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет.

В Тигрицком сельсовете Минусинского района за прошедшие 5 лет произошел один инцидент с аварией.

По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения тепловых сетей принимают по данным СНиП 23-01-99 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

С использованием данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплопотребления (зданий) определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +8 °С (СП 124.13330.2012. Тепловые сети). Для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:



где tв – внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, ⁰С;

z – время, отсчитываемое после начала **н** исходного события, ч;

t'в – температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, ⁰С;

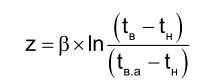
tн – температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z, ⁰С;

Q0 – подача теплоты в помещение, Дж/ч;

q0V – удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч×0С);

β – коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчета времени снижения температуры в жилом задании до +12°С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при Q0 / q0V = 0 имеет следующий вид:

,

где tв.а. – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12°С для жилых зданий).

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха.

По данным СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» было рассчитано время снижения температуры внутри отапливаемых помещений до +8˚С при отключении систем теплоснабжения. Расчет проводился при коэффициенте аккумуляции β=40 часов. Данные расчеты приведены в таблице 11.2.1.

***Рисунок 11.2.1 – Зависимость температуры воздуха в помещении от времени после отключения отопления при наружной tнаруж. = -100С***

***Таблица 11.2.1 – Расчет среднего времени восстановления отказавших участков теплотрассы***

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| ***№ п/п*** | ***Температура***  ***наружного воздуха, оС*** | ***Темп снижения***  ***температуры в квартире Т, (0 С в час)*** | ***Время остывания помещения*** | ***Лимит времени на устранение аварий и***  ***инцидентов до замерзания теплоносителя в трубах потребителя, ч*** |
| ***1*** | 0 | 0,3 | 36,7 | 36,6 ч |
| ***2*** | -5 | 0,54 | 26,2 | 26,16 ч |
| ***3*** | -10 | 0,6 | 20,4 | 20,4 ч |
| ***4*** | -15 | 0,7 | 16,8 | 16,8 ч |
| ***5*** | -20 | 0,8 | 14,3 | 14,3 ч |
| ***6*** | -25 | 1 | 12,4 | 12,4 ч |
| ***7*** | -30 | 1,1 | 11 | 11 ч |
| ***8*** | -35 | 1,2 | 9,8 | 9,8 ч |
| ***9*** | -40 | 1,3 | 8,9 | 8,9 ч |

При устранении аварии более расчётного лимита времени «Теплоснабжающая организация» обязана совместно с «Собственниками» произвести спуск теплоносителя из систем отопления и воды из системы водоснабжения во всех отключенных домах и строениях, а в дальнейшем и отключенного участка теплосети, ЦТП и ИТП, во избежание замораживания их и цепочного, лавинообразного развития аварии.

Тепловые сети Тигрицкого сельсовета Минусинского района состоят из не резервируемых участков. В соответствии со СНиП 41-02-2003 минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать (пункт «6.26») для:

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

– установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;

– местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

– достаточностью диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;

– необходимостью замены на конкретных участках тепловых сетей, теплопроводов и конструкций на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;

– очередностью ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Постановления Правительства от 22 февраля 2012 г. № 154 «Требования к схемам теплоснабжения». Нормативные требования к надежности теплоснабжения установлены в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» в части пунктов 6.276.31 раздела «Надежность». В СП 124.13330.2012 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения), а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде, обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы, коэффициент готовности и живучести.

На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя.

В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей рекомендуется использовать эмпирическую зависимость для времени, необходимом для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым:



где, а, b, c – постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ; LС.З. – расстояние между секционирующими задвижками, м; D – условный диаметр трубопровода, м.

Согласно рекомендациям Е.Я. Соколова, для подземной прокладки теплопроводов в непроходных каналах значения постоянных коэффициентов равны: a=6; b=0,54; c=0,0015.

Значения расстояний между секционирующими задвижками LС.З. берутся из соответствующей базы предоставленных данных. Если эти значения отсутствуют, тогда расчет выполняется по значениям, определенным СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»:



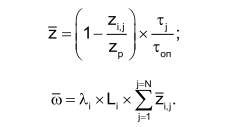
Расчет выполняется для каждого участка, входящего в путь от источника до абонента:

– вычисляется время ликвидации повреждения на i-м участке;

– по каждой градации повторяемости температур вычисляется допустимое время проведения ремонта;

– вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше, чем время ремонта повреждения;

– вычисляются относительные доли и поток отказов участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры +12 ⁰С:



– вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента



Расчет резервируемых линий осуществляется следующим образом:

1. производится расчет надежности каждой из резервных линий в отдельности в соответствии с методикой, описанной ранее;

2. полученные вероятности безотказной работы каждой из резервных линий суммируются, а полученное значение (не более 1,0) используется для расчета исследуемого участка теплосети от источника до потребителя.

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», (п. 6.29) минимально допустимый коэффициент готовности СЦТ к исправной работе Кг принимается 0,97.

Для расчета показателя готовности учитываются следующие показатели:

– готовность СЦТ к отопительному сезону;

– достаточность установленной тепловой мощности источника теплоты для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;

– способность тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;

– организационные и технические меры, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;

– максимально допустимое число часов готовности для источника теплоты;

– температуру наружного воздуха, при которой обеспечивается заданная внутренняя температура воздуха.

Готовность к исправной работе системы определяется по уравнению:

Kr= :

в. р. с – время работы сети (отоп. период);

z1 – число часов ожидания неготовности СЦТ в период стояния нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Определяется по климатологическим данным с учетом способности системы обеспечивать заданную температуру в помещениях;

z2 – число часов ожидания неготовности источника тепла. Принимается по среднестатистическим данным z2 ≤ 50 часов;

z3 – число часов ожидания неготовности тепловых сетей.

z4 – число часов ожидания неготовности абонента. Принимается по среднестатистическим данным z4 ≤ 10 часов.

Kr= = 0.9909

Недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей, и источников тепловой энергии на территории Тигрицкого сельсовета Минусинского района не происходило.

**ГЛАВА 11. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ**

Согласно проведенным расчетам, выявлено, что на территории Тигрицкого сельсовета отсутствуют зоны с дефицитом тепловой мощности. Все существующие расчетные элементы, имеют запасы тепловой мощности. Реконструкция существующих участков тепловых сетей необходима для обновления трубопроводов с истекшим сроком службы.

Из проведенного анализа развития Тигрицкого сельсовета на перспективу, можно сделать вывод, что на период до 2030 года не планируются крупные приросты строительных фондов. Перспективный прирост тепловой нагрузки за счет планируемой застройки поселения будет покрыт существующим резервом тепловой мощности источников теплоснабжения.

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

Для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения необходима замена участков тепловых сетей на источнике теплоснабжения. Собственными силами ресурсоснабжающей организации ведется мониторинг аварийности на тепловых сетях. На наименее надежных участках тепловых сетей необходимо проводить аварийно-восстановительные работы с частичной или полной заменой изношенного участка.

В соответствии с требованиями СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» надежность теплоснабжения определяется как способность проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) и характеризуется тремя показателями (критериями): - вероятностью безотказной работы, - коэффициентом готовности системы, - живучестью системы. Вероятность безотказной работы системы - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12°С, в промышленных зданиях ниже +8°С, более числа раз, установленного нормативами. Коэффициент готовности (качества) системы - вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами.

***Живучесть системы*** - способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных (более 54 ч) остановов. Планомерная замена изношенных и аварийных участков тепловых сетей позволит с высоким коэффициентом надежности обеспечивать потребителей тепловой энергией. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них представлен в таблице

Необходимый объем инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них оценивается в сумме – 51 618,66 млн. рублей.

**РАЗДЕЛ 12 Синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации и (или) поселения, схемой и программой развития электроэнергетики, а также со схемой водоснабжения и водоотведения поселения, городского округа, города федерального значения**.

12.1. Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии.

Предложений о развитии системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии не рассматривалось, в связи с отсутствием утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций.

12.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии.

Данное мероприятие по организации газоснабжения источников тепловой энергии не рассматривалось, в связи с использованием в качестве топлива на источниках тепловой энергии -бурого угля.

12.3. Предложения по корректировке, утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения.

В настоящее время на территории Тигрицкого сельсовета Минусинского района отсутствуют сети газораспределения, по которым транспортируется природный газ к потребителям, а также объекты, подключенные к сетям газораспределения природного газа.

Схема газоснабжения на территории Тигрицкого сельсовета Минусинского района на момент актуализации -отсутствует.

Обеспечение газообразным топливом источников тепловой энергии не планируется.

**ГЛАВА 13. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ**

Ценовые последствия для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения системы теплоснабжения отсутствуют, так как использование инвестиционной составляющей в тарифе не предполагается.

Основные параметры формирования тарифов:

• тариф ежегодно формируется и пересматривается;

• в необходимую валовую выручку для расчета тарифа включаются экономически обоснованные эксплуатационные затраты;

• исходя из утвержденных финансовых потребностей реализации проектов схемы, в течение установленного срока возврата инвестиций в тариф включается инвестиционная составляющая, складывающаяся из амортизации по объектам инвестирования и расходов на финансирование реализации проектов схемы из прибыли с учетом возникающих налогов;

• тарифный сценарий обеспечивает финансовые потребности планируемых проектов схемы и необходимость выполнения финансовых обязательств перед финансирующими организациями;

• для обеспечения доступности услуг потребителям должны быть выработаны меры сглаживания роста тарифов при инвестировании.

Таким образом, в рамках этой финансовой модели: тариф ежегодно пересматривается или индексируется.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **п/п** | **Наименование предприятия** | | **Тариф, установленный министерством тарифной политики приказ №344-п от 19.12.2024г (руб. с НДС)** |
| Тепловая энергия | | | |
| 1 | | АО «Красноярская региональная энергетическая компания» | с 01.01.2025-30.06.2025- 11 436,28  с 01.07.2025-31.12.2025 – 13 723,54 |
| 2 | АО «Красноярская региональная энергетическая компания» | | с 01.01.2026-30.06.2026- 13 723,54  с 01.07.2026-31.12.2026 – 13 746,28 |
|

**ГЛАВА 14. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ**

**Таблица 14.1.1 – Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| ***Системы теплоснабжения Каратузского сельсовета*** | ***Наименование*** | ***ИНН/КПП*** | ***Телефон /  адрес эл. почты*** |
| ***Котельная*** | АО «КрасЭко» | 2460087269/ 246601001 | 8(39132)-506-70 эл. почта: mail@kraseco24.ru |

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 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.

Теплоснабжающие организация АО «КрасЭко» удовлетворяет всем вышеперечисленным критериям.

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение 1 месяца с даты опубликования сообщения, 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.

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