



**АДМИНИСТРАЦИЯ
УСТЬ-ИЛИМСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА
ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ**

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 26.01.2026

г. Усть-Илимск

№ 13-А

Об утверждении схемы теплоснабжения на территории Усть-Илимского
муниципального округа Иркутской области до 2034 года

В целях эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения на территории Усть-Илимского муниципального округа в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», руководствуясь статьями 35 и 47 Устава Усть-Илимского муниципального округа Иркутской области, Администрация Усть-Илимского муниципального округа

ПОСТАНОВЛЯЕТ

1. Утвердить прилагаемую схему теплоснабжения на территории Усть-Илимского муниципального округа Иркутской области до 2034 года.
2. Опубликовать настоящее постановление в сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации муниципального образования «Усть-Илимский район» (www.уй-район.рф).

И.о. мэра Усть-Илимского
муниципального округа

В.М. Князев

УТВЕРЖДЕНА
постановлением Администрации
Усть-Илимского
муниципального округа
от 26.01.2026 № 13-А

**СХЕМА
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА ТЕРРИТОРИИ
УСТЬ-ИЛИМСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА
ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ
до 2034 года**

Обосновывающие материалы

Глава 1-18

ОГЛАВЛЕНИЕ

<u>ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....</u>	<u>17</u>
<u>1. Функциональная структура теплоснабжения.....</u>	<u>17</u>
<u>1.1. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.....</u>	<u>17</u>
<u>1.2. Зоны действия производственных котельных.....</u>	<u>18</u>
<u>1.3. Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....</u>	<u>18</u>
<u>2. Источники тепловой энергии.....</u>	<u>18</u>
<u>2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования источников тепловой энергии.....</u>	<u>18</u>
<u>2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....</u>	<u>23</u>
<u>2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.....</u>	<u>24</u>
<u>2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности «нетто».....</u>	<u>24</u>
<u>2.5. Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....</u>	<u>26</u>
<u>2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии).....</u>	<u>26</u>
<u>2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.....</u>	<u>27</u>
<u>2.8. Среднегодовая загрузка оборудования.....</u>	<u>28</u>
<u>2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.....</u>	<u>29</u>
<u>2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....</u>	<u>29</u>
<u>2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....</u>	<u>29</u>
<u>2.12. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств.....</u>	<u>29</u>
<u>2.13. Конкурентный отбор мощности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....</u>	<u>30</u>
<u>2.14. Проектный и установленный топливный режим котельной.....</u>	<u>30</u>
<u>3. Тепловые сети, сооружения на них.....</u>	<u>30</u>
<u>3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения.....</u>	<u>30</u>
<u>3.2. Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....</u>	<u>32</u>
<u>3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам.....</u>	<u>38</u>
<u>3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....</u>	<u>39</u>
<u>3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов теплопроводов, представляющих места с ответвлениями, секционными задвижками, дренажными устройствами, компенсаторами, неподвижными опорами и опусками труб.....</u>	<u>39</u>
<u>3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....</u>	<u>39</u>
<u>3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....</u>	<u>40</u>
<u>3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.....</u>	<u>41</u>
<u>3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет.....</u>	<u>43</u>

3.10. Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.....	44
3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	44
3.11.1 Методы технической диагностики, используемые теплосетевыми организациями на территории Усть-Илимского муниципального округа.....	45
3.11.2. Методы технической диагностики, не нашедшие применения теплосетевыми организациями Усть-Илимского муниципального округа.....	46
3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	48
3.13. Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	51
3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии.....	57
3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	58
3.16. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	58
3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	59
3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	59
3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	61
3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	61
3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	63
3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).....	64
4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	65
5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	65
5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	65
5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	66
5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	66
5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	67
5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	68
5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.....	71
6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки.....	71
6.1. описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения.....	71

6.2.	<u>Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения</u>	73
6.3.	<u>Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю.....</u>	73
6.4.	<u>Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....</u>	74
6.5.	<u>Описание резервов тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.....</u>	74
7.	<u>Балансы теплоносителя</u>	Ошибка! Закладка не определена.
7.1.	<u>Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть.....</u>	74
7.2.	<u>Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения</u>	78
8.	<u>Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом</u>	79
8.1.	<u>Описание видов и количества используемого основного топлива.....</u>	79
8.2.	<u>Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....</u>	83
8.3.	<u>Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки</u>	84
8.4.	<u>Описание использования местных видов топлива, анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха.....</u>	84
8.5.	<u>Возобновляемые источники энергии и местные виды топлива не используются. Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения.....</u>	84
8.6.	<u>Описание преобладающего в поселении, муниципальном округе, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, муниципальном округе, городском округе.....</u>	85
8.7.	<u>Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, муниципальном округе, городском округе</u>	85
9.	<u>Надежность теплоснабжения</u>	85
9.1.	<u>Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....</u>	90
9.2.	<u>Частота отключений потребителей</u>	91
9.3.	<u>Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений.....</u>	91
9.4.	<u>Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)</u>	92
9.5.	<u>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. N 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»</u>	92
9.6.	<u>Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в п. 9.5.....</u>	93
10.	<u>Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....</u>	93
11.	<u>Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения</u>	Ошибка! Закладка не определена.
11.1.	<u>Утвержденные тарифы на тепловую энергию.....</u>	93

11.2. Структура тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.....	94
11.3. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	97
11.4. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет.....	97
11.5. Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения.....	97
12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения.....	98
12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения.....	98
12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения.....	98
12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	98
12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.....	99
12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	99
ГЛАВА 2 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	100
1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.....	100
2. Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе.....	102
2.1. Нормативы потребления тепловой энергии для целей отопления и вентиляции зданий.....	103
3. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....	106
4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....	110
4.1. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель.....	110
4.2. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения.....	111
4.3. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене.....	111
ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА.....	113
ГЛАВА 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	114
1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения - балансы	

<u>существующей</u>	
<u>на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды</u>	114
<u>2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии</u>	114
<u>3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей</u>	117
<u>ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА</u>	118
<u>1. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения муниципального округа (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения)</u>	118
<u>2. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения</u>	122
<u>3. Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения муниципального округа</u>	123
<u>ГЛАВА 6. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЦ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ</u>	124
<u>1. Расчетная величина нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии</u>	124
<u>2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения</u>	125
<u>3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов</u>	125
<u>4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии</u>	125
<u>5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения</u>	125
<u>ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ</u>	128
<u>1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления</u>	128
<u>2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей</u>	132
<u>3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта</u>	

к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии

с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения 13232

4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок 132

5. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической

и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок 132

6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок 132

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

энергии.....132

8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии..... 133

9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии 133

10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии 133

11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки муниципального округа малоэтажными жилыми зданиями..... 133

12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения муниципального округа..... 133

13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива 133

14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории муниципального образования 135

15. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения 135

ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ 1377

1. Предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) 137

2. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения 137

3. Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения..... 139

4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных..... 1398

5. <u>Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения</u>	139
6. <u>Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки</u>	140
7. <u>Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса</u>	140
8. <u>Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций</u> ..	140

ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ..14141

1. <u>Технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения</u> .	14141
2. <u>Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии</u>	14141
3. <u>Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения</u>	14141
4. <u>Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения</u>	14141
5. <u>оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения</u>	14141
6. <u>Предложения по источникам инвестиций</u>	14141
<u>ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ</u>	14242

1. <u>Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории муниципального образования</u>	14243
2. <u>Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива</u> ..146	
3. <u>Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива</u>	1476
4. <u>виды топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения</u>	147
5. <u>Преобладающий в поселении, муниципальном округе, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, муниципальном округе, городском округе</u>	1499
6. <u>Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, муниципальном округе, городском округе</u>	149
<u>ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ</u>	15050
1. <u>Обоснование метода и результатов обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения</u>	15052
2. <u>Обоснование метода и результатов обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения</u>	156
3. <u>Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам</u>	157

4. <u>Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки</u>	1588
5. <u>Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии</u>	158
6. <u>Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования</u>	158
7. <u>Установка резервного оборудования</u>	1588
8. <u>Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть</u>	158
9. <u>Резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения</u>	158
10. <u>Устройство резервных насосных станций</u>	160
11. <u>Установка баков-аккумуляторов</u>	160
12. <u>Сведения о сценариях развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы систем теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии</u>	160
13. <u>Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы, связанных с прекращением подачи тепловой энергии</u>	16260
13.1. <u>Аварийные режимы работы, связанных с прекращением подачи тепловой энергии</u> ...	16260
13.2. <u>СЦЕНАРИИ РАЗВИТИЯ АВАРИЙ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С МОДЕЛИРОВАНИЕМ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТАКИХ СИСТЕМ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРИ ОТКАЗЕ ЭЛЕМЕНТОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ПРИ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, СВЯЗАННЫХ С ПРЕКРАЩЕНИЕМ ПОДАЧИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ</u>	16262
<u>ГЛАВА 12. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ</u>	165
1. <u>Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей</u>	165
5	
2. <u>Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей</u>	1697
3. <u>Расчеты экономической эффективности инвестиций</u>	169
4. <u>Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения</u>	169
<u>ГЛАВА 13. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА</u>	17373
1. <u>Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях</u>	17373
2. <u>Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии</u>	17373
3. <u>Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных)</u>	17373
4. <u>Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети</u>	17474
5. <u>Коэффициент использования установленной тепловой мощности</u>	175
6. <u>Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке</u>	175
7. <u>Количество тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине</u>	

выработанной тепловой энергии в границах поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения).....	176
8. <u>Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии</u>	176
9. <u>Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)</u> ..176	
10. <u>Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии</u>	176
11. <u>Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)</u>	176
12. <u>Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения)</u>	179
13. <u>Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения)</u>	179
14. <u>Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях</u>	179
ГЛАВА 14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ	181
1. <u>Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения</u>	182
2. <u>Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации</u>	183
3. <u>Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании, разработанных тарифно-балансовых моделей</u>	182
ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ	183
1. <u>Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах муниципального округа</u>	183
2. <u>Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации</u>	18384
3. <u>Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации</u>	18384
4. <u>Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации</u> ..184	
5. <u>Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)</u> .. 1844	
ГЛАВА 16. РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	186
1. <u>Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии</u>	186
2. <u>Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них</u>	188
3. <u>Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения</u>	190
ГЛАВА 17. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	19192
1. <u>Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения</u>	19192
2. <u>Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения</u>	19192

3. Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения
19192

<u>ГЛАВА 18. ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ</u>	19293
<u>1. Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения Усть-Илимского муниципального округа</u>	192
<u>1.1 Общие положения</u>	19293
<u>1.2 Описание текущего и перспективного объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, образующихся на стационарных объектах производства тепловой энергии (мощности), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</u>	19394
<u>1.3 Оценка снижения объема (массы) выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух за счет перераспределения тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии</u>	19495
<u>1.4 Предложения по снижению объема (массы) выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух</u>	19495
<u>1.5 Предложения по величине необходимых инвестиций для снижения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух</u>	19495

ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения на территории Усть-Илимского муниципального округа разрабатывается в целях удовлетворения спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель, обеспечения надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом при минимальном воздействии на окружающую среду, а также экономического стимулирования развития систем теплоснабжения и внедрения энергосберегающих технологий.

Схема теплоснабжения разработана на основе следующих принципов:

- 1) обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;
- 2) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных действующими законами;
- 3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для организации теплоснабжения с учетом ее экономической обоснованности;
- 4) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и потребителей;
- 5) минимизации затрат на теплоснабжение в расчете на каждого потребителя в долгосрочной перспективе;
- 6) минимизации вредного воздействия на окружающую среду;
- 7) обеспечение не дискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- 8) согласованности схемы теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения, а также с программой газификации;
- 9) обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала.

Техническая база для разработки схем теплоснабжения:

- 1) генеральный план поселений и района;
- 2) эксплуатационная документация (расчетные температурные графики источников тепловой энергии, данные по присоединенным тепловым нагрузкам потребителей тепловой энергии, их видам и т.п.);
- 3) конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей, конфигурация;
- 4) данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя;
- 5) документы по хозяйственной и финансовой деятельности (действующие нормативы, тарифы и их составляющие, договора на поставку топливно- энергетических ресурсов (ТЭР) и на пользование тепловой энергией, водой, данные потребления ТЭР на собственные нужды, по потерям ТЭР и т.д.);
- 6) статистическая отчетность организации о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении.

Термины и определения

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

Зона действия системы теплоснабжения - территория поселения, муниципального образования или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;

Источник тепловой энергии - устройство, предназначенное для производства тепловой энергии;

Зона действия источника тепловой энергии - территория поселения, муниципального образования или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;

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

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

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

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

Теплопотребляющая установка - устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии;

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

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

Тепловая нагрузка - количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени;

Теплоснабжение - обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности;

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

Инвестиционная программа организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения - программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по строительству, капитальному ремонту, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, подключения теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения;

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

Передача тепловой энергии, теплоносителя - совокупность организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих поддержание тепловых сетей в состоянии, соответствующем установленным техническими регламентами требованиям, прием, преобразование и доставку тепловой энергии, теплоносителя;

Коммерческий учет тепловой энергии, теплоносителя (далее также - коммерческий учет) - установление количества и качества тепловой энергии, теплоносителя, производимых, передаваемых или потребляемых за определенный период, с помощью приборов учета тепловой энергии, теплоносителя (далее - приборы учета) или расчетным путем в целях использования сторонами при расчетах в соответствии с договорами;

Система теплоснабжения - совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями;

Режим потребления тепловой энергии - процесс потребления тепловой энергии, теплоносителя с соблюдением потребителем тепловой энергии обязательных характеристик этого

процесса в соответствии с нормативными правовыми актами, в том числе техническими регламентами, и условиями договора теплоснабжения;

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

Регулируемый вид деятельности в сфере теплоснабжения - вид деятельности в сфере теплоснабжения, при осуществлении которого расчеты за товары, услуги в сфере теплоснабжения осуществляются по ценам (тарифам), подлежащим в соответствии с настоящим Федеральным законом государственному регулированию, а именно:

а) реализация тепловой энергии (мощности), теплоносителя, за исключением установленных настоящим Федеральным законом случаев, при которых допускается установление цены реализации по соглашению сторон договора;

б) оказание услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя;

в) оказание услуг по поддержанию резервной тепловой мощности, за исключением установленных настоящим Федеральным законом случаев, при которых допускается установление цены услуг по соглашению сторон договора;

Орган регулирования тарифов в сфере теплоснабжения (далее - орган регулирования) - уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения), уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) (далее - орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов)) либо орган местного самоуправления поселения или муниципального образования в случае наделения соответствующими полномочиями законом субъекта Российской Федерации, осуществляющие регулирование цен (тарифов) в сфере теплоснабжения;

Схема теплоснабжения - документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

Резервная тепловая мощность - тепловая мощность источников тепловой энергии и тепловых сетей, необходимая для обеспечения тепловой нагрузки теплопотребляющих установок, входящих в систему теплоснабжения, но не потребляющих тепловой энергии, теплоносителя;

Топливо-энергетический баланс - документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов на территорию субъекта Российской Федерации или муниципального образования и их потребления, устанавливающий распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и позволяющий определить эффективность использования энергетических ресурсов;

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

Точка учета тепловой энергии, теплоносителя (далее - точка учета) - место в системе теплоснабжения, в котором с помощью приборов учета или расчетным путем устанавливаются количество и качество производимых, передаваемых или потребляемых тепловой энергии, теплоносителя для целей коммерческого учета;

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

Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации;

Бездоговорное потребление тепловой энергии - потребление тепловой энергии, теплоносителя без заключения в установленном порядке договора теплоснабжения, либо потребление тепловой энергии, теплоносителя с использованием теплопотребляющих установок, подключенных к системе теплоснабжения с нарушением установленного порядка подключения, либо потребление тепловой энергии, теплоносителя после введения ограничения подачи тепловой энергии в объеме, превышающем допустимый объем потребления, либо потребление тепловой энергии, теплоносителя после предъявления требования теплоснабжающей организации или теплосетевой организации о введении ограничения подачи тепловой энергии или прекращении потребления тепловой энергии, если введение такого ограничения или такое прекращение должно быть осуществлено потребителем;

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

Плата за подключение к системе теплоснабжения - плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемых к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемых здания, строения, сооружения (далее также - плата за подключение);

Живучесть - способность источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом сохранять свою работоспособность в аварийных ситуациях, а также после длительных (более пятидесяти четырех часов) остановок.

Элемент территориального деления - территория поселения, муниципального образования или ее часть, установленная по границам административно- территориальных единиц;

Расчетный элемент территориального деления - территория поселения, муниципального образования или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

Качество теплоснабжения - совокупность установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации и (или) договором теплоснабжения характеристик теплоснабжения, в том числе термодинамических параметров теплоносителя.

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

1. Функциональная структура теплоснабжения

Функциональная структура теплоснабжения Усть-Илимского муниципального округа (далее – Усть-Илимский округ) представляет собой централизованное производство и передачу по тепловым сетям тепловой энергии до потребителей.

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.

Функциональная структура теплоснабжения Усть-Илимского округа представляет собой централизованное производство и передачу по тепловым сетям тепловой энергии до потребителя.

Основными элементами функциональной структуры теплоснабжения являются:

- 1) водогрейная котельная;
- 2) совокупность участков прямых трубопроводов от источников теплоснабжения до потребителей;
- 3) совокупность участков обратных трубопроводов от потребителей;
- 4) потребители тепловой энергии.

На территории Усть-Илимского округа по состоянию на 01.08.2025 три теплоснабжающих организаций, производящих, а затем и транспортирующих тепловую энергию потребителям:

- 1) МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский
- 2) МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново
- 3) ООО «Невонские Теплосети»- п. Невон

Система централизованного теплоснабжения (СЦТ) Усть-Илимского округа состоит из 4 секционированных зон действия (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций, представляет собой:

- 1) СЦТ 1 - зона действия МУП УИ МО «ЖКХ-2025»
- 2) СЦТ 2 - зона действия МУП Усть-Илимского района
- 3) СЦТ 3 - зона действия ООО «Невонские Теплосети» - п. Невон
- 4) СЦТ 4 - зона действия МУП УИ МО «ЖКХ-2025»

СЦТ Усть-Илимского округа состоит из 13 технологических зон:

- 1) котельная «Гаражная» п. Бадарминск;
- 2) котельная «Школьная» п. Бадарминск;
- 3) комплекс тепловодоснабжения р.п. Железнодорожный;
- 4) котельная № 4, р.п. Железнодорожный;
- 5) котельная № 6, р.п. Железнодорожный;
- 6) котельная № 3, р.п. Железнодорожный;
- 7) котельная «Центральная» с. Ершово;
- 8) электростанция п. Невон;
- 9) электростанция с. Подъяланка;
- 10) котельная на твердом топливе с. Подъяланка;
- 11) котельная «Центральная» п. Седаново;
- 12) котельная «Центральная» п. Тубинский;
- 13) котельная п. Эдучанка.

1.1. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

Особенностью функциональной СЦТ Усть-Илимского округа является то, что передача тепловой энергии от источника до потребителя полностью выполняется ресурсоснабжающими организациями.

Все потребители тепловой энергии заключают договора на покупку тепловой энергии непосредственно с ресурсоснабжающими организациями:

- 1) МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский
- 2) МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъеланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново
- 3) ООО «Невонские Теплосети» - п. Невон

1.2. Зоны действия производственных котельных

Производственные котельные, обеспечивающие тепловой энергией внешних потребителей на территории Усть-Илимского округа, отсутствуют.

1.3. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Зона действия индивидуальных источников тепловой энергии - это территория, на которой теплоснабжение потребителей осуществляется от индивидуальных теплогенераторов.

Отопление жилых домов, не подключенных к источникам централизованного теплоснабжения, осуществляется от индивидуальных теплогенераторов и печей.

К зонам действия индивидуальных источников теплоснабжения относятся территории, занятые индивидуальным жилым фондом, теплоснабжение, которого осуществляется от индивидуальных локальных источников тепловой энергии.

2. Источники тепловой энергии

2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования источников тепловой энергии

Источниками тепловой энергии Усть-Илимского округа являются:

- 1) котельная «Гаражная» п. Бадарминск;
- 2) котельная «Школьная» п. Бадарминск;
- 3) комплекс тепловодоснабжения р.п. Железнодорожный;
- 4) котельная № 4, р.п. Железнодорожный;
- 5) котельная № 6, р.п. Железнодорожный;
- 6) котельная № 3, р.п. Железнодорожный;
- 7) котельная «Центральная» с. Ершово;
- 8) электрокотельная п. Невон;
- 9) электрокотельная с. Подъеланка;
- 10) котельная на твердом топливе с. Подъеланка;
- 11) котельная «Центральная» п. Седаново;
- 12) котельная «Центральная» п. Тубинский;
- 13) котельная п. Эдучанка.

п. Бадарминск

На территории п. Бадарминск расположены две дровяные котельные:

1) «Школьная» котельная оборудована тремя котлами КВр-1,16. Установленная мощность котельной – 3,0 Гкал/час, расчетная нагрузка – 0,2364 Гкал/час. Основное топливо – дрова, резервное топливо не предусмотрено. Расход топлива за отопительный период 3000 м³. Дрова доставляются автотранспортом.

Период работы котельной – зима. Котельная отапливает 17 муниципальных жилых домов общей площадью 0,45 тыс. м², 34 частных жилых домов общей площадью 1,0 тыс. м² и 9 объектов социально-бытовой сферы общей площадью 3,4 тыс. м².

Год ввода в эксплуатацию – 2001 году.

2) «Гаражная» котельная оборудована четырьмя котлами – три котла КВр-1,16 и один котел КВ-1,05. Установленная мощность котельной – 3,9 Гкал/час, расчетная нагрузка – 0,4479 Гкал/час. Основное топливо – дрова, резервное топливо не предусмотрено. Расход топлива за отопительный период 2000 м³. Дрова доставляются автотранспортом.

Период работы котельной – зима. Котельная отапливает 26 муниципальных жилых дома общей площадью 1,1 тыс. м², 96 частных жилых домов общей площадью 2,9 тыс. м² и 11 объектов социально-бытовой сферы общей площадью 2,5 тыс. м².

Год ввода в эксплуатацию – 1979 году.

Станц. номер	Марка	Уст. мощн., Гкал/ч	Тепло-носитель	Вид топлива	Название топлива	Год установки
п. Бадарминск						
Всего:		6,9				
«Гаражная» котельная		3,9				
К-1	КВ-1,05 Мвт	0,9	вода	твердое	дрова	2020
К-2	КВр-1,16 Д	1,0	вода	твердое	дрова	2021
К-3	КВР-1,16	1,0	вода	твердое	дрова	2023
К-4	КВР-1,16	1,0	вода	твердое	дрова	2021
«Школьная» котельная		3,0				
К-1	КВр-1,16 Д	1,0	вода	твердое	0	2021
К-2	КВр-1,16 Д	1,0	вода	твердое	0	2021
К-3	КВР-1,16	1,0	Вода	твердое	дрова	2023

Система теплоснабжения открытая, с непосредственным забором воды на бытовые нужды из теплосети.

Тепловые сети выполнены в двухтрубном исчислении, проложены в железобетонных и деревянных каналах в надземном и подземном исполнении.

Суммарная протяженность тепловых сетей составляет 8,4 км.

Малоэтажная и индивидуальная жилая застройка получает тепло от индивидуальных источников теплоснабжения.

с. Ершово

Источником централизованного теплоснабжения с. Ершово является отопительная котельная установленной мощностью 5,4 Гкал/ч.

Централизованное теплоснабжение в с. Ершово осуществляется от котельной, введенной в эксплуатацию в 1974 году. Установленная мощность котельной составляет – 5,4 Гкал/ч, подключенная- 0,6 Гкал/ч. Вид топлива – дрова.

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/час	Режим работы котельной	Вид топлива	Кол-во котлов, штук	Тип, марка котла	Заводской номер котла	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная мощность котла, Гкал/час
котельная «Центральная» с. Ершово	5,4	Сезонный	Дрова	1	КВр-1,16 (КБ)	05/23	2023	1,0
				1	КВр-1,16 (КБ)	06/23	2023	1,0
				1	КВр-1,16 (КБ)	13/21	2021	1,0
				1	КВр-1,16 (КБ)	14/21	2021	1,0
				1	КВ-0,8	25	2021	0,7
				1	КВ-0,8	26	2018	0,7

СЦТ - двухтрубная. Способ прокладки тепловых сетей – подземный в железобетонных и деревянных каналах и надземный. Подключение систем отопления потребителей осуществляется по зависимой схеме. Регулирование температуры сетевой воды производится в зависимости от температурного графика и температуры наружного воздуха. Расчетный температурный график 95/70 °С.

Централизованная система горячего водоснабжения (далее - ГВС) от котельной отсутствует. Однако некоторые потребители осуществляют несанкционированный отбор воды на нужды ГВС из систем отопления. Котельная имеет резервный автономный источник электроэнергии – дизель-генератор «Шкода» мощностью 120 кВт. На котельной отсутствует система водоподготовки подпиточной воды. Подпитка тепловой сети осуществляется «сырой» водой из системы водоснабжения.

р.п. Железнодорожный

В настоящее время теплоснабжение р.п. Железнодорожный осуществляется как централизованно – от отопительных котельных, так и децентрализованно – от индивидуальных теплогенераторов, работающих, преимущественно, на электричестве, угле, дровах.

В настоящее время централизованное теплоснабжение р.п. Железнодорожный осуществляется от четырех котельных - Комплекс тепловодоснабжения (мкр. СМП, Вокзальный), котельная № 4 (Карапчанка), котельная № 6 (МК-70), котельная № 3. Котельные № 1 и № 2 переведены в режим перекачивающих станций.

Централизованное теплоснабжение осуществляется от четырёх водогрейных котельных, работающих по температурному графику 95-70°С. Комплекс тепловодоснабжения—введен в эксплуатацию в 1973 г. Установленная тепловая мощность 23,0 Гкал/час (с учетом собственных нужд 0,4 Гкал/час), требуемая тепловая мощность по отпуску тепла (с учетом нормативных потерь в сети 1,5 Гкал/час) – 12,0 Гкал/час, максимальная присоединенная к котельной нагрузка – 10,5 Гкал/час.

По проекту котельная оборудована тремя паровыми котлами ДКВР-10/13 с установленной мощностью 18 Гкал/час. В 1999 году тепловая схема котельной была изменена, котлы переведены в водогрейный режим. В 2006 году была проведена первая реконструкция котла № 1 с увеличением объема топочной камеры, в 2010 году реконструированы котлы № 2 и № 3. Установленная мощность после реконструкции составила 23 Гкал/час. В 2024 году была проведена полная замена котла №2 ДКВР 10/13С.

Котельная № 4 построена в 1972 году.

Котельная № 6 введена в строй в 1978 году.

Котельная №3 введена в строй в 1980 году.

Система теплоснабжения в контуре каждого теплоисточника открытая, с непосредственным забором воды на бытовые нужды из теплосети.

Характеристика котельных р.п. Железнодорожный

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/час	Режим работы котельной	Вид топлива	Кол-во котлов, штук	Тип, марка котла	Заводской номер котла	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная мощность котла, Гкал/час
Комплекс тепловодоснабжения	23	Сезонный	Бурий уголь	1	ДКВР 10/8 (13)	40923	2002	10
				1	ДКВР 10/13	4322 (1457)	1973	6,5
				1	КВ-Р 7,56-115	6501	2024	6,5
Котельная № 6	4,18	Сезонный	Бурий уголь	1	КВм-1,74	20490	2020	1,5
				1	КВм-1,25-95	449	2017	1,08
				1	КВм-1,86 КБ	241242	2024	1,6
Котельная № 4	6,42	Сезонный	Бурий уголь	1	КВм-1,86-95	450	2017	1,55
				1	КВм-1,8	1850	2014	1,55
				1	КВм-2,0	20489	2020	1,72

				1	КВм-1,86 КБ	241241	2024	1,6
Котельная № 3	2,18	Сезонный	Бурый уголь	1	КВм-1,25	241266	2024	1,1
				1	КВм-1,25- 95	23106	2023	1,08

п. Невон

На территории п. Невон находится электростанция, установленной мощностью 20,8 Гкал/ч и тепловые сети в двухтрубном исполнении общей протяженностью 16,68 км.

Централизованным теплоснабжением от котельной обеспечены жилая застройка и объекты общественно-делового назначения п. Невон.

В качестве источника тепловой энергии в п. Невон используется электростанция. На котельной установлены пять водогрейных электростанций марки КЭВ-6000/6. В обычном режиме в постоянной работе находятся два электростанции.

Стан- ц. номе- р	Марка	Уст. мощн., Гкал/ч	Завод изгот- овите- ль	Тепло- носите- ль	Назначен- ие	КПД (пасп), %	Год устано- вки	Год послед- . кап. ремон- та	Состоян- ие	Примечан- ие
п. Невон										
1	Электростанция		20,8							
	КЭВ-1	КЭВ6000/6	5,2	"ЗСТЭ МИ-2"	вода	Отопление , ГВС	89	1993	2024	резервн- ый
	КЭВ-2	КЭВ6000/6	5,2	"ЗСТЭ МИ-2"	вода	Отопление , ГВС	89	1976	2024	Рабочий
	КЭВ-3	КЭВ6000/6	5,2	"ЗСТЭ МИ-2"	вода	Отопление , ГВС	89	1990	2024	резервн- ый
	КЭВ-4	КЭВ6000/6	5,2	"ЗСТЭ МИ-2"	вода	Отопление , ГВС	89	2010	2024	Рабочий

Отопление п. Невон непосредственно на котельной разделяется на два отдельных контура – луча. Сам поселок территориально разделен на три части «Нижний», «Средний» и «Верхний» поселок. По одному из контуров производится отопление «Нижнего» поселка (луч на «Нижний» поселок), по второму контуру – «Средний» и «Верхний» (луч на «Верхний» поселок).

Теплоноситель - вода. Температурный график 70-95°C. Схема горячего водоснабжения в п. Невон - открытая; забор горячего водоснабжения осуществляется непосредственно из системы отопления.

Общее соотношение потребителей, присоединённых к тепловым сетям, составляет:
- по открытой схеме - 100%.

с. Подъеланка

Источником централизованного теплоснабжения с. Подъеланка являются две котельные:

- 1) электростанция мощностью 12,55 Гкал/ч (введена в эксплуатацию в 1977 году);
- 2) дровяная котельная мощностью 3,87 Гкал/ч (введена в эксплуатацию в 2006 году).

Основные технические характеристики котельной приведены ниже.

Наименование котельной	Установл- енная мощность Гкал/час	Режим работы котельно- й	Вид топлива	Кол- во котло- в, штук	Тип, марка котла	Заводской номер котла	Год ввода в эксплуатаци- ю	Номинальна- я мощность котла, Гкал/час
котельная на твердом топливе с. Подъеланка	3,87	сезонный	дрова	1	КСВм 1,5	105	2016	1,29
				1	КСВм 1,5	107	2017	1,29
				1	КСВм 1,5		2019	1,29

п. Седаново

Источником централизованного теплоснабжения п. Седаново являются котельная «Центральная». Котельная введена в эксплуатацию в 1978 году. Основным топливом для котельной являются дрова, котельная расположена в промзоне. Котельная оборудована десятью котлами:

Наименование котельной	Установленная мощность Гкал/час	Режим работы котельной	Вид топлива	Кол-во котлов, штук	Тип, марка котла	Заводской номер котла	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная мощность котла, Гкал/час
Котельная «Центральная» Седаново	8,8	сезонный	дрова	1	«Братск»	3	1996	0,7
				1	серия «Чулым» КВЦ-1,16		2012	1
				1	КВР - 1,0Д		2023	1
				1	КВР - 1,0Д	1010	2021	0,86
				1	КВР - 1,0Д	1007	2021	0,86
				1	серия «Чулым» КВЦ-1,16		2012	1
				1	«Братск»	не раб.	1996	0,7
				1	«Братск»	не раб.	1996	0,7
				1	«Братск»		1996	0,7
				1	КВР-1,0Д	1009	2021	0,86

Котельная работает только в отопительный период.

На котельной отсутствует система водоподготовки подпиточной воды. Подпитка тепловой сети осуществляется «сырой» водой из системы водоснабжения.

Прибор коммерческого учета тепловой энергии на котельной отсутствуют, отпуск тепловой энергии в сеть не учитывается.

п. Тубинский

Источником централизованного теплоснабжения п. Тубинский является одна отопительная котельная. Основное топливо - бурый уголь, резервное топливо не предусмотрено. Год ввода в эксплуатацию – 2001 году.

Станц. номер	Марка	Уст. мощн., Гкал/ч	Тепло-носитель	Вид топлива	Название топлива	Год установки
п. Тубинский						
котельная «Центральная»		8,0				
К-1	КВм-1,86 с ТШП-м 2,0	1,6	вода	твердое	уголь	2020
К-2	КВм-1,86 с ТШП-м 2,0	1,6	вода	твердое	уголь	2019
К-3	КВм-1,86 с ТШП-м 2,0	1,6	вода	твердое	уголь	2019
К-4	КВм-1,86 с ТШП-м 2,0	1,6	вода	твердое	уголь	2023
К-5	КВм-1,86 с ТШП-м 2,0	1,6	вода	твердое	уголь	2021

СЦТ поселка двухтрубная. Подключение систем отопления потребителей осуществляется по зависимой схеме.

Регулирование отпуска тепловой энергии с котельной центральное качественное.

Расчетный температурный график 95/70 0С.

Централизованная система ГВС от котельной отсутствует. На котельной отсутствует система водоподготовки подпиточной воды. Подпитка тепловой сети осуществляется «сырой» водой из системы водоснабжения.

Прибор коммерческого учета тепловой энергии на котельной отсутствуют, отпуск тепловой энергии в сеть не учитывается.

п. Эдучанка

Источником теплоснабжения п. Эдучанка является котельная КТМ-2,5, расположенная по адресу ул. Дзержинского, 9. Котельная КТМ-2,5 оборудована двумя котлами» - один основной, один резервный. Максимальная мощность котельной – 2,0 Гкал/час.

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/час	Режим работы котельной	Вид топлива	Кол-во котлов, штук	Тип, марка котла	Заводской номер котла	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная мощность котла, Гкал/час
Котельная п. Эдучанка	2	сезонный	уголь	1	КВм-1,16 МВт	22942	2022	1
				1	КВм-1,16 МВт	22943	2022	1

Основное топливо – бурый уголь, резервное не предусмотрено. Уголь доставляется автотранспортом с Жеронского разреза Усть-Илимского района, расположенного в 130 км от поселка.

Котельная начала функционировать в 2004 году. Котельная представляет собой один котельный зал, бытовые помещения, а также открытый склад топлива и площадку подготовки топлива. Строительные конструкции здания выполнены из железа, в настоящее время они находятся в удовлетворительном состоянии. Установленное оборудование котельной имеет избыточную мощность для оставшейся тепловой нагрузки потребителей, что позволяет вырабатывать необходимое количество тепла. В то же время КПД выработки тепла ниже нормативного, поскольку установленные котлы по своей конструкции неспособны работать с высоким КПД, и используются котлы для работы с очень низкой нагрузкой, при которой невозможно обеспечить режим с минимальными потерями тепла.

Высокая жесткость подпиточной воды приводит к отложениям накипи на внутренних поверхностях труб котлов, что в свою очередь, приводит к повреждениям труб от перегрева.

СЦТ поселка двухтрубная. Подключение систем отопления потребителей осуществляется по зависимой схеме.

Регулирование отпуска тепловой энергии с котельной центральное качественное.

Расчетный температурный график 95/70 0С.

Централизованная система ГВС от котельной отсутствует. На котельной присутствует система водоподготовки подпиточной воды. Подпитка тепловой сети осуществляется подготовленной водой из системы водоснабжения.

Приборы коммерческого учета тепловой энергии на котельной отсутствуют, отпуск тепловой энергии в сеть не учитывается.

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

Сведения об установленной тепловой мощности котельной представлены в таблице 1.2.2.1.

Таблица 1.2.2.1

№п/п	Местоположение	Устан. мощность Гкал/ч
1	котельная «Гаражная» п. Бадарминск	3,900
2	котельная «Школьная» п. Бадарминск	3,000
3	котельная «Центральная» с. Ершово	5,4
4	КТВС р.п. Железнодорожный	23,0
5	котельная № 4, р.п. Железнодорожный	6,42
6	котельная № 6, р.п. Железнодорожный	4,18

№п/п	Местоположение	Устан. мощность Гкал/ч
7	котельная № 3,р.п. Железнодорожный	2,18
8	электрокотельная п. Невон	20,8
9	электрокотельная с. Подъеланка	12,55
10	котельная на твердом топливе с. Подъеланка	3,87
11	котельная «Центральная» п. Седаново	8,38
12	котельная «Центральная» п. Тубинский	8,0
13	котельная п. Эдучанка	2,0

2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

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

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

Таблица 1.2.3.1

Установленная и располагаемая мощность оборудования, последняя представлена с учетом технической возможности максимума, в соответствии с разработанными режимными картами

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч
1	котельная «Гаражная» п. Бадарминск	3,900	3,12
2	котельная «Школьная» п. Бадарминск	3,000	1,60
3	котельная «Центральная» с. Ершово	5,4	2,85
4	КТВС р.п. Железнодорожный	23,0	23
5	котельная № 4 р.п. Железнодорожный	6,42	6,00
6	котельная № 6 р.п. Железнодорожный	4,18	4
7	котельная № 3 р.п. Железнодорожный	2,18	2,25
8	электрокотельная п. Невон	20,8	20,8
9	электрокотельная с. Подъеланка	12,55	20,80
10	котельная на твердом топливе с. Подъеланка	3,87	3,86
11	котельная «Центральная» п. Седаново	8,38	5,80
12	котельная «Центральная» п. Тубинский	8,0	7,75
13	котельная п. Эдучанка	2,0	2,16

2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности)

**на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации
в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности «нетто»**

Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 174 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующее понятие:

мощность источника тепловой энергии «нетто» - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Приборы учета расхода тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды на котельной отсутствуют, в связи с чем определить фактические нагрузки на собственные нужды не представляется возможным.

Величина нагрузок на собственные нужды котельной, по которой отсутствовали сведения о потреблении тепловой энергии на собственные нужды, принята в соответствии с пунктом 51 Порядком определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии, утвержденным приказом Минэнерго России от 30.12.2008 № 323 (ред. от 30.11.2015).

Расход тепловой энергии на собственные нужды котельных определяется опытным (режимно-наладочные и (или) балансовые испытания) или расчетным методом.

В состав общего расхода тепловой энергии на собственные нужды котельных в виде горячей воды или пара входят следующие элементы затрат:

- 1) растопка, продувка котлов;
- 2) обдувка поверхностей нагрева;
- 3) подогрев дров;
- 4) паровой распыл дров;
- 5) деаэрация (выпар);
- 6) технологические нужды ХВО;
- 7) отопление и хозяйственные нужды котельной, потери с излучением тепловой энергии теплопроводами, насосами, баками и т.п.;
- 8) утечки, парение при опробовании и другие потери.

При расчетном определении расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной используются нижеприведенные зависимости.

Расчеты расхода тепловой энергии на собственные нужды выполняются на каждый месяц и в целом на год. При этом расчеты по отдельным статьям расхода тепловой энергии могут выполняться в целом за год с распределением его по месяцам пропорционально определяющему показателю (выработка тепловой энергии; число часов работы; количество пусков; температура наружного воздуха; длительность отопительного периода и др.).

На основании представленных данных об объемах потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды составлена таблица 1.2.4.1.

Таблица 1.2.4.1

Ограничения тепловой мощности, параметры располагаемой тепловой мощности, величина тепловой мощности, расходуемая на собственные нужды энергоисточников, а также параметры тепловой мощности «нетто»

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
1	котельная «Гаражная» п. Бадарминск	3,900	3,12	0,012	3,1076
2	котельная «Школьная» п. Бадарминск	3,000	1,60	0,01	1,5865
3	котельная «Центральная» с. Ершово	5,4	2,85	0,010	2,8400
4	КТВС, р.п. Железнодорожный	23,0	23	0,230	22,77
5	котельная №4 р.п. Железнодорожный	6,42	6,00	0,055	5,95
6	котельная №6 р.п. Железнодорожный	4,18	4	0,023	3,98
7	котельная №3 р.п. Железнодорожный	2,18	2,25	0,011	2,24
8	электрокотельная п. Невон	20,8	20,8	0,200	20,60
9	электрокотельная с. Подъеланка	12,55	20,80	0,02	20,78
10	котельная на твердом топливе с. Подъеланка	3,87	3,86	0,02	3,84
11	котельная «Центральная» п. Седаново	8,38	5,80	0,03	5,77
12	котельная «Центральная» п. Тубинский	8,0	7,75	0,31	7,44
13	котельная п. Эдучанка	2,0	2,16	0,01	2,15

Таблица 1.2.4.2

Объемы потребления тепловой энергии на собственные нужды энергоисточников за 2024 год

№ п/п	Наименование источника	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, %
1	котельная «Гаражная» п. Бадарминск	0,0124	0,32%
2	котельная «Школьная» п. Бадарминск	0,0135	0,68%
3	котельная «Центральная» с. Ершово	0,0100	0,28%
4	КТВС, р.п. Железнодорожный	0,2300	1,00%

№ п/п	Наименование источника	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, %
5	котельная №4 р.п. Железнодорожный	0,0549	0,92%
6	котельная №6 р.п. Железнодорожный	0,0231	0,58%
7	котельная №3 р.п. Железнодорожный	0,0113	0,50%
8	электрокотельная п. Невон	0,2000	0,96%
9	электрокотельная с. Подъеланка	0,0200	0,10%
10	котельная на твердом топливе с. Подъеланка	0,0200	0,52%
11	котельная «Центральная» п. Седаново	0,0300	0,52%
12	котельная «Центральная» п. Тубинский	0,3100	3,88%
13	котельная п. Эдучанка	0,0125	0,50%

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

Нормативный срок службы принимается на уровне 15-20 лет.

Параметры ввода теплофикационного оборудования, а также дата продления ресурса приведены в таблице.

Нормативный срок эксплуатации установленных котлоагрегатов составляет 15-20 лет.

Назначенный срок службы для каждого типа котлов устанавливают предприятия-изготовители и указывают его в паспорте котла. При отсутствии такого указания длительность назначенного срока службы устанавливается в соответствии с ГОСТ 21563, ГОСТ 24005:

- 1) паровых котлов паропроизводительностью до 35 т/ч – 20 лет;
- 2) паровых котлов паропроизводительностью свыше 35 т/ч – 30 лет;
- 3) водогрейных котлов теплопроизводительностью до 4,65 МВт – 10 лет;
- 4) водогрейных котлов теплопроизводительностью до 35 МВт – 15 лет;
- 5) водогрейных котлов теплопроизводительностью свыше 35 МВт – 20 лет;
- 6) для передвижных котлов паровых и водогрейных – 10 лет.

Решения о необходимости проведения капитального ремонта или продления срока службы данного оборудования принимаются на основании технических освидетельствований и технического диагностирования, проведенных в установленном порядке (в соответствии с СТО 17230282.27.100.005-2008 «Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. Контроль состояния металла. Нормы и требования»).

Решения о необходимости проведения капитального ремонта или продления срока службы данного оборудования принимаются на основании технических освидетельствований и технического диагностирования, проведенных в установленном порядке.

2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)

Источники с комбинированной выработки тепловой и электрической энергии отсутствуют.

Теплофикационное оборудование и теплофикационные установки в схеме теплоснабжения муниципального округа не применяются.

Котельная установка представляет собой технологическую систему, состоящую из основного и вспомогательного оборудования. Вспомогательное оборудование состоит из следующих функционально-технологических узлов:

- 1) оборудование топливоподдачи и хранения топлива;
- 2) сетевые и циркуляционные насосы;
- 3) подпиточные насосы;
- 4) вентиляторы поддува;
- 5) дымососы;
- 6) газовоздушный тракт и дымовая труба;
- 7) устройства вентиляции;
- 8) золоулавливающая установка;

- 9) трубопроводы;
- 10) баковое хозяйство.

В качестве примера приведена принципиальная тепловая схема водогрейной котельной. Установленный на обратной линии сетевой насос обеспечивает поступление сетевой воды в водогрейный котел и далее в систему теплоснабжения.

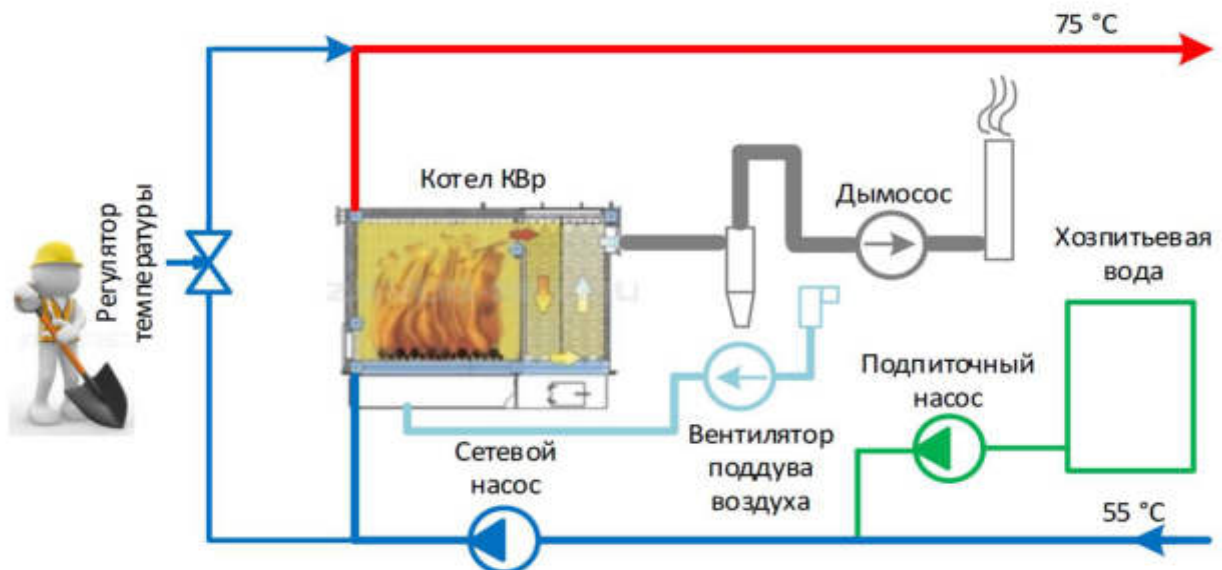


Рисунок 1.2.6 – Принципиальная тепловая схема водогрейных котельных

Во всасывающий коллектор сетевых насосов из бака поступает подпиточная вода для восполнения потерь теплоносителя в тепловых сетях и у потребителей.

Водогрейный твердотопливный котёл КВр имеет рабочее давление 6 кгс/см². Температура воды на выходе из котла 80°C. Котел работает только с принудительной циркуляцией воды, обеспеченной сетевыми насосами. Для интенсивного горения топлива применяется вентилятор поддува. Отвод дымовых газов из котла обеспечивается дымососом. Котел имеет сварную газоплотную конструкцию П-образной сомкнутой компоновки, выполненная из гладкотрубной трубной системы, разделённой на две части: на топочную (радиационную) поверхность нагрева, где проходит непосредственно сам процесс горения, и конвективной поверхности нагрева, где процесс теплообмена происходит уже от горячих дымовых газов, поступающих из топочной части. В конвективной части они делают два хода и удаляются через газоход в задней стенке котла в дымовую трубу. Помимо трубной системы котел состоит из опорной рамы и каркаса, обшитого теплоизоляционными материалами.

Дрова подаются в котел через загрузочную дверцу, расположенную на передней фронтальной стенке котла. Топливо раскидывается лопатой равномерным слоем по топочной части, где оно сгорает на колосниковой решетке, а затем через ту же топочную дверцу сгоревший дрова в виде шлака удаляется вручную обратно, по мере заполнения топки. Мелкая зола и тяжелая взвесь, осыпавшаяся в зольник из топки и конвективной части, также выгребаются ручным способом, по мере его максимального заполнения. Для очищения конвективных поверхностей нагрева от сажи и золы котел имеет люк. Конструкция топочной камеры котла спроектирована так, что происходит более полное выгорание топлива и снижается температура газов на выходе из нее до 600 °C, а это значительно ниже температуры деформации золы, которая покидает топку котла уже в затвердевшем состоянии, что исключает возможность появления твердого зашлаковывания конвективных поверхностей нагрева в котле.

2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условий.

Способ регулировки – центральное качественное регулирование. Регулировка осуществляется по температуре в подающем трубопроводе, остальные параметры (расход теплоносителя, напор) остаются неизменными в течение всего периода работы.

В настоящее время утвержденный график работы тепловых сетей от котельная «Гаражная», п. Бадарминск, котельная «Школьная», п. Бадарминск, котельная «Центральная» с. Ершово, КТВС, р.п. Железнодорожный, Котельная № 4, р.п. Железнодорожный, Котельная № 6, р.п. Железнодорожный, Котельная № 3, р.п. Железнодорожный, электростанция п. Невон, электростанция с. Подъяланка, котельная на твердом топливе с. Подъяланка, котельная «Центральная» п. Седаново, котельная «Центральная» п. Тубинский, Котельная п. Эдучанка - 95/70°C.

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условий

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной (центральное регулирование) осуществляется по качественному методу регулирования в зависимости от нагрузки отопления и фактической температуры наружного воздуха по температурному графику.

Для котельных используется температурный график 95/70°C, что соответствует требованиям СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Данный температурный график был выбран во время развития системы централизованного теплоснабжения муниципального образования.

Для регулирования отпуска тепловой энергии от источника тепловой энергии используется качественное регулирование, т.е. при постоянном расходе теплоносителя изменяется его температура.

При качественном регулировании температура теплоносителя зависит от температуры наружного воздуха. Общий расход теплоносителя во всей системе рассчитывается таким образом, чтобы обеспечить среднюю температуру в помещениях согласно принятым Нормам и Правилам в Российской Федерации.

Температурный график обусловлен типом отопительных приборов потребителей и способом их присоединения к тепловым сетям.

Температурный график качественного регулирования тепловой нагрузки разработан из условий суточной подачи тепловой энергии на отопление, обеспечивающей режим работы тепловых сетей и потребность зданий в тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха, чтобы обеспечить температуру в помещениях постоянной на уровне не менее 20 °С. По данным температурного графика определяется температура подающей и обратной воды в тепловых сетях.

2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельной определяется отношением объема выработанной тепловой энергии к числу часов работы оборудования и величине установленной тепловой мощности котельной.

В большинстве систем теплоснабжения тепловые мощности «нетто» котельных значительно превышают величину подключенной нагрузки потребителей тепловой энергии с учетом потерь в тепловых сетях, что приводит к неполноте загрузки оборудования.

Обращает на себя внимание значительный разброс по величине использования установленной мощности, что связано с сокращением производственной нагрузки у многих котельных.

Режим работы котельных является сезонным.

В межотопительный период производится текущий ремонт основного и вспомогательного оборудования.

Таблица 1.2.8.1

Расчетная среднегодовая загрузка оборудования котельных за 2024 год

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Среднегодовая загрузка оборудования, %
1	котельная «Гаражная» п. Бадарминск	3,900	3342,89	14,12%
2	котельная «Школьная» п. Бадарминск	3,000	2122,67	17,48%
3	котельная «Центральная» с. Ершово	5,4	1480,00	6,77%

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Среднегодовая загрузка оборудования, %
4	КТВС, р.п. Железнодорожный	23,0	18801,60	13,46%
5	котельная № 4 р.п. Железнодорожный	6,42	5707,00	15,66%
6	котельная № 6 р.п. Железнодорожный	4,18	0,00	0,00%
7	котельная № 3 р.п. Железнодорожный	2,18	5860,00	42,89%
8	электрокотельная п. Невон	20,8	17991,03	14,24%
9	электрокотельная с. Подъеланка	12,55	5707,00	3,81%
10	Котельная на твердом топливе с. Подъеланка	3,87		
11	Котельная "Центральная" п. Седаново	8,38	5860,00	16,64%
12	Котельная "Центральная" п. Тубинский	8,0	17991,03	37,04%

2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Котельные Усть-Илимского округа не оборудованы приборами учета тепла, отпущенного в тепловые сети, для учета отклонений параметров теплоносителя по расходу, давлению и температуре от нормативных, встроенный тепловычислитель отсутствует.

Таблица 1.2.9.1

Приборы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Наименование котельной	Марка прибора учета тепла	Приборы учета тепловой энергии
-	-	-

2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

В Усть-Илимском округе в период с 2019 по 2024 годам энергоисточники работали в безаварийном режиме.

Таблица 1.2.10.1

Статистика отказов отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной за 2024 год

№ п/п	Наименование источника	Прекращение теплоснабжения (время)	Восстановление теплоснабжения (время)	Причина прекращения	Режим теплоснабжения	Недоотпуск тепловой энергии, Гкал
1	Усть-Илимский округ	0	0			0

Таблица 1.2.10.2

Динамика теплоснабжения котельных
(изменение количества прекращений подачи тепловой энергии потребителям)

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение подачи тепловой энергии, Гкал/ед.
2020	0	0	0
2021	0	0	0
2022	0	0	0
2023	0	0	0
2024	0	0	0

2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии на территории Усть-Илимского округа теплоснабжающим организациям по состоянию на 2024 год не выдавались.

2.12 Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств

п. Бадарминск. Подпитка тепловой сети осуществляется «сырой» водой из системы водоснабжения. Система водоподготовки подпиточной воды отсутствует. Существующие котельные поселка Бадарминск не оборудованы установками водоподготовки, предназначенными для восполнения расходов теплоносителя в системе теплоснабжения.

с. Ершово. На котельной отсутствует система водоподготовки подпиточной воды. Подпитка тепловой сети осуществляется «сырой» водой из системы водоснабжения.

р.п. Железнодорожный. На Котельных КТВС, № 4, 6 ведётся комплексонатная обработка подпиточной воды.

с. Подъеланка. На котельных отсутствует система водоподготовки подпиточной воды. Подпитка тепловой сети осуществляется «сырой» водой из системы водоснабжения.

п. Седаново. На котельной отсутствует система водоподготовки подпиточной воды. Подпитка тепловой сети осуществляется «сырой» водой из системы водоснабжения.

п. Тубинский. На котельной отсутствует система водоподготовки подпиточной воды. Подпитка тепловой сети осуществляется «сырой» водой из системы водоснабжения.

п. Эдучанка. На котельной присутствует система водоподготовки подпиточной воды. Подпитка тепловой сети осуществляется подготовленной водой из системы водоснабжения.

2.13 Конкурентный отбор мощности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

На территории Усть-Илимского округа источники тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), отнесенные к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, отсутствуют.

2.14 Проектный и установленный топливный режим котельной

На территории Усть-Илимского округа функционирует 13 котельных. Основные усредненные характеристики топлива приведены в таблице.

3. Тепловые сети, сооружения на них

Передача тепловой энергии от источника до потребителей осуществляется посредством магистральных и распределительных тепловых сетей с подачей тепловой энергии на отопление.

Система теплоснабжения подключена по зависимой схеме.

Транспорт тепла от теплоисточников осуществляется по магистральным и распределительным сетям.

Уровень потерь тепловой энергии напрямую зависит от уровня износа и протяженности тепловой сети от источника до потребителя. В связи с плохой теплоизоляцией сетей, фактические потери тепловой энергии часто существенно превышают нормативные значения, что приводит к перерасходу топлива и, как следствие, ведет к увеличению расходов теплоснабжающей организации.

Общая протяжённость сетей:

- 1) п. Бадарминск - 5491 м;
- 2) с. Ершово - 1030,5 м;
- 3) р.п. Железнодорожный - 20689 м;
- 4) п. Невон - 16670 м;
- 5) с. Подъеланка - 7907 м;
- 6) п. Седаново - 6910 м;
- 7) п. Тубинский - 13179 м;
- 8) п. Эдучанка – 1315 м.;
- 9) п. Бадарминск-5491 м.

3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения

Характеристики тепловых сетей представлены в таблице ниже.

Таблица 1.3.1.1

Основные технические характеристики тепловых сетей, с. Ершово

Наружный диаметр трубопровода, мм	Тип трубопровода	Теплоизоляционный материал	Протяженность, м	Год ввода в эксплуатацию
150	подающий	минвата	565	-
150	обратный	минвата	565	-
108	подающий	минвата	60	-
108	обратный	минвата	60	-
82	подающий	минвата	10,5	-
82	обратный	минвата	10,5	-
72	подающий	минвата	20	-
72	обратный	минвата	20	-
51	подающий	минвата	172	-
51	обратный	минвата	172	-
50	подающий	минвата	80	-
50	обратный	минвата	80	-
41	подающий	минвата	82	-
41	обратный	минвата	82	-
39	подающий	минвата	8	-
39	обратный	минвата	8	-
32	подающий	минвата	33	-
32	обратный	минвата	33	-

Таблица 1.3.1.2

Основные технические характеристики тепловых сетей, с. Подъеланка

Наружный диаметр трубопровода, мм	Протяженность, км	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию
219	0,055	минвата	подземная	2005
219	0,3	минвата	подземная	1985
219	0,11	минвата	подземная	1986
219	0,084	минвата	подземная	2004
219	0,7	минвата	надземная	1986
159	0,085	минвата	подземная	2000
159	0,188	минвата	надземная	1986
125	0,14	минвата	подземная	2012
159	0,066	минвата	надземная	1986
133	0,03	минвата	надземная	1986
108	0,062	минвата	надземная	1986
89	0,177	минвата	надземная	1986
76	0,427	минвата	надземная	1986
57	0,527	минвата	надземная	1986
-	2,961	минвата	надземная	1986
Подводы к домам	1,995	минвата	надземная	1986

Таблица 1.3.1.3

Основные технические характеристики тепловых сетей, п. Седаново

Наружный диаметр трубопровода, мм	Протяженность, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию
219	1316	минвата	подземная	-
159	930	минвата	подземная	-
133	372	минвата	подземная	-
108	912	минвата	подземная	-
89	570	минвата	подземная	-
76	660	минвата	подземная	-
57	640	минвата	подземная	-
45	610	минвата	подземная	-
32	900	минвата	подземная	-
Итого	6910			

Таблица 1.3.1.4

Основные технические характеристики тепловых сетей, п. Тубинский

Наружный диаметр трубопровода, мм	Протяженность, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию
257	529	минвата	надземная	-
211	2637	минвата	надземная	-
150	963	минвата	надземная	-

Наружный диаметр трубопровода, мм	Протяженность, м	Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию
125	154	минвата	надземная	-
108	2695	минвата	надземная	-
82	1018	минвата	надземная	-
72	2158	минвата	надземная	-
69	100	минвата	надземная	-
51	1075	минвата	надземная	-
32	1790	минвата	надземная	-
25	60	минвата	надземная	-
Итого	13179			

Таблица 1.3.1.5

Основные технические характеристики тепловых сетей, п. Эдучанка

Теплоизоляционный материал	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию	Наружный диаметр трубопровода, мм	Протяженность в двухтрубном исполнении, м
Котельная КТМ-2,5				
минвата	надземная	2004	159	550
минвата	надземная	2004	108	220
минвата	надземная	2009	159	530
минвата	надземная	2009	108	15
Итого протяженность тепловых сетей котельной КТМ-2,5				1315

3.2. Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Схемы размещения источников и зон централизованного теплоснабжения на территории муниципального образования, а также схема тепловых сетей в зоне действия источника тепловой энергии представлены ниже.



Рисунок 1.3.2.1 - Схемы размещения источников и зон централизованного теплоснабжения, схема тепловых сетей, п. Бадарминск



Рисунок 1.3.2.2 - Схема размещения источника и зоны централизованного теплоснабжения, схема тепловых сетей, с. Ершово



Рисунок 1.3.2.3 - Схема размещения источника и зоны централизованного теплоснабжения, схема тепловых сетей, п. Невон

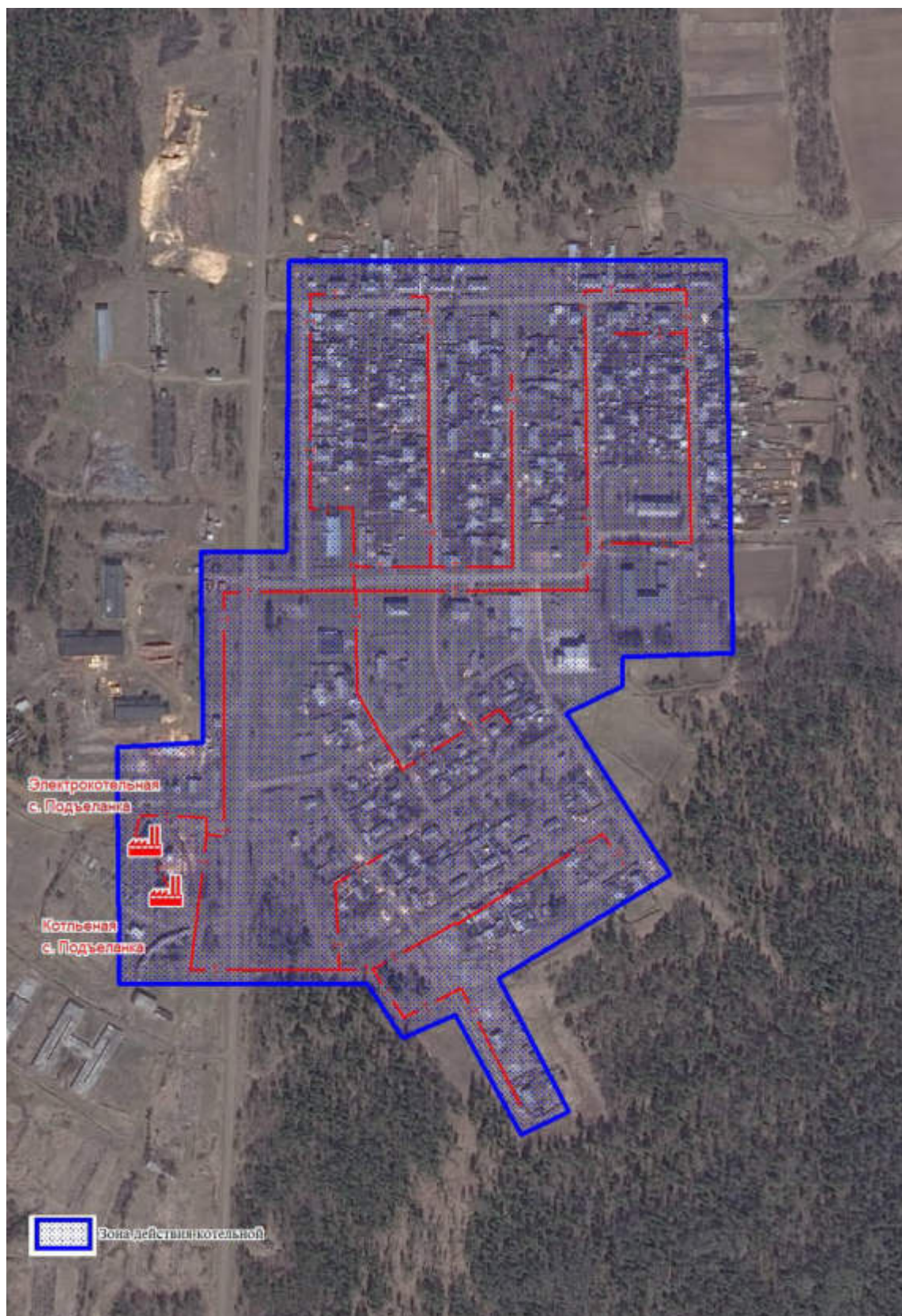


Рисунок 1.3.2.4 - Схемы размещения источников и зон централизованного теплоснабжения, схема тепловых сетей, с. Подъеланка



Рисунок 1.3.2.5 - Схема размещения источника и зоны централизованного теплоснабжения, схема тепловых сетей, п. Седаново.

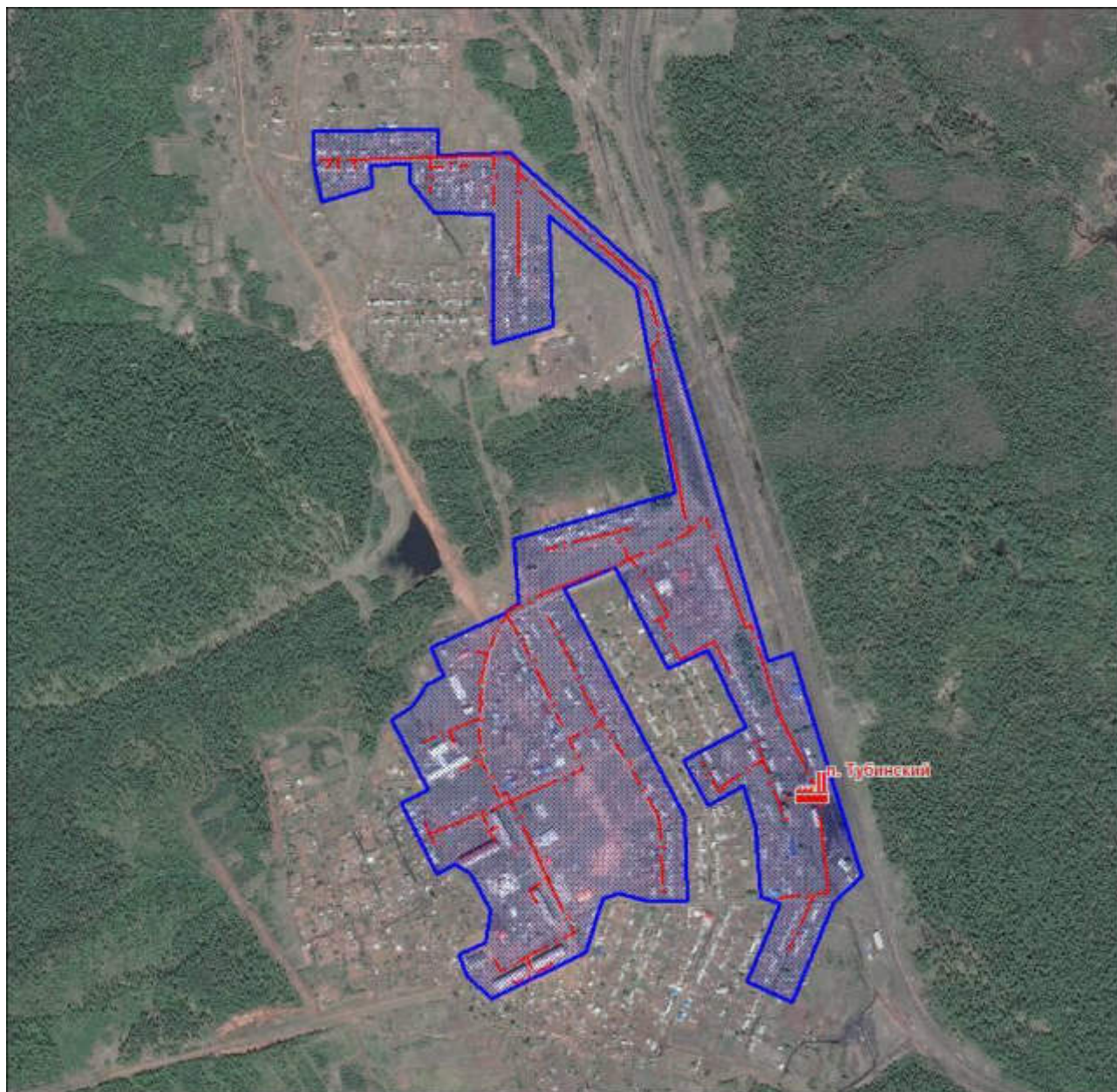


Рисунок 1.3.2.6 - Схема размещения источника и зоны централизованного теплоснабжения, схема тепловых сетей, п. Тубинский.



Рисунок 1.3.2.7 - Схема размещения источника и зоны централизованного теплоснабжения, схема тепловых сетей, п. Эдучанка

3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

Тепловые сети Усть-Илимского округа эксплуатируют новые ресурсоснабжающие организации:

- 1) МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский;
- 2) МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново;
- 3) ООО «Невонские Теплосети»- п. Невон.

Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики представлены в таблицах в пункте 3.1.

Общая протяжённость тепловых сетей, присоединённых к котельным в двухтрубном исчислении, составляет:

- 1) с. Ершово - 1030,5 м;
- 2) р.п. Железнодорожный - 20689 м;

- 3) п. Невон - 16670 м;
- 4) с. Подъяеланка - 7907 м;
- 5) п. Седаново - 6910 м;
- 6) п. Тубинский - 13179 м;
- 7) п. Эдучанка - 1315 м.
- 8) п.Бадарминск-5491 м

Тип прокладки сетей – наземный и подземный.

В качестве изоляционного материала используется минеральная вата.

Для восприятия температурных удлинений теплопровода и разгрузки труб от температурных напряжений и деформаций используются естественные изменения направления трассы (самокомпенсация) и П-образные компенсаторы.

3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

На тепловых сетях установлена чугунная и стальная ручная клиновая запорно-регулирующая арматура. Расстояние между соседними секционирующими задвижками определяет время опорожнения и заполнения участка, следовательно, влияет на время ремонта и восстановления участка тепловой сети. При возникновении аварии или инцидента величина отключенной тепловой нагрузки также зависит от количества и места установки секционирующих задвижек.

Секционирующие задвижки находятся на трубопроводах тепловых сетей и на ответвлениях к потребителям. В качестве секционирующей арматуры на магистральных тепловых сетях муниципального образования выступают чугунные задвижки. Их количество, соответствует нормативным показателям, исходя из протяженности магистральных тепловых сетей в двухтрубном исчислении и расстояния между секционирующими задвижками, соответствуют СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». В качестве регулирующей арматуры применяются клапаны.

Таблица 1.3.4.1

Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Наименование тепловой камеры	Количество регулирующей арматуры, шт.	Диаметр, мм
н/д	н/д	н/д

3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов теплопроводов, представляющих места с ответвлениями, секционными задвижками, дренажными устройствами, компенсаторами, неподвижными опорами и опусками труб

В систему тепловых сетей Усть-Илимского округа входят тепловые камеры.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-2016 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

Камеры расположены в местах установки оборудования теплопроводов: задвижек, спускных и воздушных кранов. Тепловая камера служит для защиты узлов (стыков), а также секционных задвижек (вентилей), компенсаторов, дренажных устройств, разных отводов, перемычек и возможных слабых мест на трубопроводе.

На сетях, запорная арматура установлены на всех врезках к потребителям. Запорная арматура установлена на выходе из котельной, на ответвлениях тепловых сетей от магистральных линий в сторону потребителей.

В тепловых камерах установлены чугунные задвижки, вентили бронзовые, затворы дисковые различных диаметров. Регулирующей арматуры на сетях установлены дросселирующие шайбы.

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

В системах теплоснабжения Усть-Илимского округа применяется центральный качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии, при котором температура

теплоносителя устанавливается на источнике. При этом автоматизированное местное и индивидуальное регулирование режимов теплоснабжения отсутствует.

При данном способе регулирования имеет место поддержание стабильного гидравлического режима работы тепловых сетей, при плавном изменении параметров теплоносителя, что является неоспоримым преимуществом данного способа. Существующие источники тепловой энергии, тепловые сети и абонентские установки запроектированы на работу по различным температурным графикам.

Основной задачей регулирования отпуска теплоты в системах теплоснабжения является поддержание заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях при изменяющихся в течение отопительного периода внешних климатических условий и заданной температуры горячей воды, поступающей в системы отопления.

Температурный график регулирования тепловой нагрузки разрабатывается из условий суточной подачи тепловой энергии на отопление, обеспечивающей потребность зданий в тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха, чтобы обеспечить температуру в помещениях постоянной на уровне не менее 18 градусов.

Утвержденный температурный график, по которому осуществляется отпуск тепловой энергии в тепловую сеть на нужды теплоснабжения является 95/70°C.

Способ регулирования отпуска теплоты – качественный, согласно утвержденному температурному графику.

Таблица 1.3.6.1

Температурные графики при отпуске тепловой энергии в сеть котельными Усть-Илимского округа

Наименование котельной	Температурный график работы тепловой сети с указанием температуры срезки, °С
котельная «Центральная» с. Ершово	95/70°C
электрокотельная п. Невон	95/70°C
КТВС, р.п. Железнодорожный	95/70°C
котельная № 4 р.п. Железнодорожный	95/70°C
котельная № 6 р.п. Железнодорожный	95/70°C
котельная № 3 р.п. Железнодорожный	95/70°C
электрокотельная с. Подьеланка	95/70°C
котельная на твердом топливе с. Подьеланка	95/70°C
котельная «Центральная» п. Седаново	95/70°C
котельная «Центральная» п. Тубинский	95/70°C
котельная п. Эдучанка	95/70°C

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

В соответствии с пунктом 127 Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплоснабжающих установок, утвержденных приказом Минэнерго России от 14.05.2025 № 511, допустимые предельные значения отклонений от температурного графика и заданного гидравлического режима не должны снижать качество теплоснабжения и не могут превышать для источников тепловой энергии следующих значений:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть, 3%;
- по давлению в подающих трубопроводах 5%;
- по давлению в обратных трубопроводах 20 кПа (0,2 кгс/см²).

Среднесуточная температура сетевой воды в обратных трубопроводах не должна превышать заданную температурным графиком более чем на 5%. Понижение температуры сетевой воды в обратных трубопроводах по сравнению с графиком не лимитируется.

Из приведенного выше видно, что фактическая температура теплоносителя подающего трубопровода в промежутке от -29°C до -10 °C различается от утвержденного графика от фактического в меньшую сторону. Несмотря на это, температура теплоносителя обратного трубопровода почти совпадает с фактическими показателями отпуска теплоты. Расхождение по подающему трубопроводу может объясняться критерием различия между скоростями ветра в определенный промежуток времени.

Регулирование режима работы систем теплоснабжения абонентов, осуществляется по температурным графикам для потребителей, разработанных с учетом режима работы различных схем подключения.

Данный график был принят на основании технико-экономических расчетов в соответствии со СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети» (приняты постановлением Минрегиона России от 30.06.2012 №280)

Регулирование отпуска теплоты осуществляется качественно и по температурному графику 95/70 °С по следующим причинам:

- 1) присоединение потребителей к тепловым сетям непосредственное без смешения и без регуляторов расхода на вводах;
- 2) экономичная и безопасная работы системы;
- 3) надежное теплоснабжение потребителей;
- 4) минимальные затраты на реконструкцию.

На основании анализа ежесуточного журнала наблюдения можно сделать вывод о том, что фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют установленным температурным графикам качественного регулирования тепловой нагрузки.

3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

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.

Гидравлические режимы тепловых сетей, присоединённых к котельным, обеспечиваются загрузкой насосного оборудования, установленного на источнике тепловой энергии.

Существующие гидравлические режимы в полной мере обеспечивают передачу теплоносителя до удаленных потребителей.

Гидравлические режимы тепловых сетей обусловлены качественным способом регулирования и неизменны на протяжении отопительного периода.

Разработка гидравлических режимов тепловых сетей, а также пьезометрических графиков в ТСО не производилась.

На основании наладочных работ было отрегулированы тепловые сети до потребителя, с установкой дроссельных шайб на подающем трубопроводе.

Несмотря на то, что нормативными документами не регламентируется предельно допустимый уровень удельных гидравлических потерь, существуют рекомендации в различных справочниках. Ими устанавливаются следующие величины удельных потерь:

- 8 мм/м - для магистральных тепловых сетей;
- 15 мм/м - для распределительных тепловых сетей;
- 30 мм/м - для квартальных тепловых сетей.

Превышение рекомендованных значений допускается, однако, это влечет за собой увеличение расхода электроэнергии на привод насосного оборудования.

Как и в случае с удельными потерями давления, допустимые значения скоростей не регламентируются. Существующие рекомендации устанавливают диапазон оптимальных скоростей от 0,3 м/с до 1,5 м/с. При уменьшении скорости будут расти тепловые потери, при увеличении - гидравлические.

Анализ гидравлических расчетов для систем тепло- и водоснабжения производится на максимально возможную (на расчётную температуру наружной среды) нагрузку потребителей.

Системы теплоснабжения представляют собой взаимосвязанный комплекс потребителей тепла, отличающихся как характером, так и величиной теплоснабжения. Режимы расходов тепла многочисленными абонентами неодинаковы. Тепловая нагрузка отопительных установок изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха, оставаясь практически стабильной в течение суток. Расход тепла на горячее водоснабжение не зависит от температуры наружного воздуха, но изменяется как по часам суток, так и по дням недели.

В этих условиях необходимо искусственное изменение параметров и расхода теплоносителя в соответствии с фактической потребностью абонентов. Регулирование повышает качество теплоснабжения, сокращает перерасход тепловой энергии и топлива.

В зависимости от места осуществления регулирования различают центральное, групповое, местное и индивидуальное регулирование.

Центральное регулирование выполняют в источнике теплоснабжения по преобладающей нагрузке, характерной для большинства абонентов. В городских тепловых сетях такой нагрузкой может быть отопление или совместная нагрузка отопления и горячего водоснабжения. На ряде технологических предприятий преобладающим является технологическое теплопотребление.

Местное регулирование предусматривается на абонентском вводе для дополнительной корректировки параметров теплоносителя с учетом местных факторов.

Индивидуальное регулирование осуществляется непосредственно у теплопотребляющих приборов, например, у нагревательных приборов систем отопления, и дополняет другие виды регулирования.

Тепловая нагрузка многочисленных абонентов современных систем теплоснабжения неоднородна не только по характеру теплопотребления, но и по параметрам теплоносителя. Поэтому центральное регулирование отпуска тепла дополняется групповым, местным и индивидуальным, т. е. осуществляется комбинированное регулирование.

Комбинированное регулирование, состоящее из нескольких ступеней, взаимно дополняющих друг друга, создает наиболее полное соответствие между отпуском тепла и фактическим тепло, потреблением.

По способу осуществления регулирования может быть автоматическим и ручным.

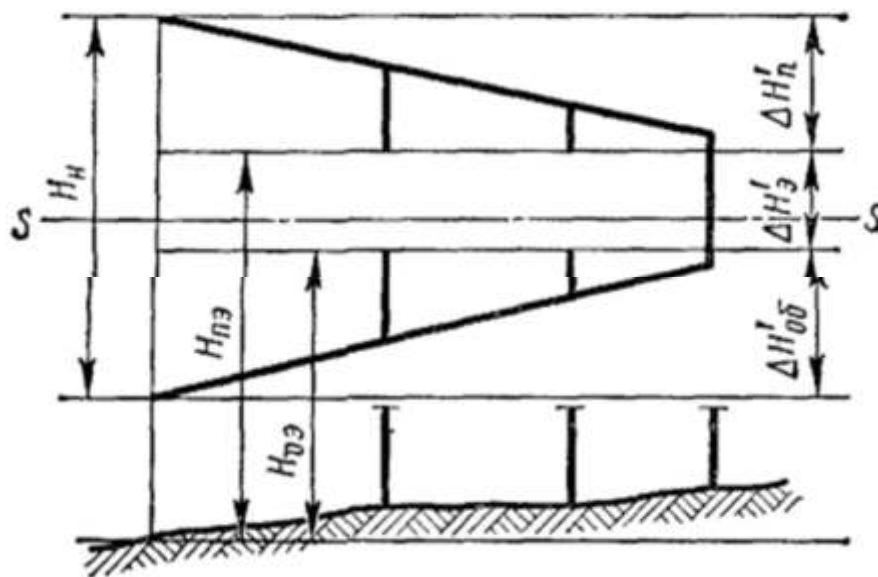


Рисунок 1.3.8.3 - Пьезометрический график тепловой сети при пропорциональной разрегулировке абонентов

Гидравлическим режимом определяется взаимосвязь между расходом теплоносителя и давлением в различных точках системы в данный момент времени.

Расчетный гидравлический режим характеризуется распределением теплоносителя в соответствии с расчетной тепловой нагрузкой абонентов. Давление в узловых точках сети и на абонентских вводах равно расчетному. Наглядное представление об этом режиме дает пьезометрический график, построенный по данным гидравлического расчета.

Однако в процессе эксплуатации расход воды в системе изменяется. Переменный расход вызывается неравномерностью водопотребления на горячее водоснабжение, наличием местного количественного регулирования разнородной нагрузки, а также различными переключениями в сети. Изменение расхода воды и связанное с ним изменение давления приводят к нарушению как гидравлического, так и теплового режима абонентов. Расчет гидравлического режима дает возможность определить перераспределение расходов и давлений в сети и установить пределы допустимого изменения нагрузки, обеспечивающие безаварийную эксплуатацию системы.

Гидравлические режимы разрабатываются для отопительного и летнего периодов времени. В открытых системах теплоснабжения дополнительно рассчитывается гидравлический режим при максимальном водоразборе из обратного и подающего трубопроводов.

Расчет гидравлического режима базируется на основных уравнениях гидродинамики. В тепловых сетях, как правило, имеет место квадратичная зависимость падения давления ΔP (Па) от расхода:

$$\Delta P = S \cdot V^2$$

где S - характеристика сопротивления, представляющая собой падение давления при единице расхода теплоносителя, Па/(м³/ч)²;

V - расход теплоносителя, м³/ч.

Гидравлический режим систем теплоснабжения в значительной степени зависит от нагрузки горячего водоснабжения. Суточная неравномерность водопотребления, а также сезонное изменение расхода сетевой воды на горячее водоснабжение существенно изменяют гидравлический режим системы.

При отсутствии регуляторов расхода переменная нагрузка горячего водоснабжения вызывает изменение расходов воды, как в тепловой сети, так и в отопительных системах, особенно на конечных участках сети.

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

Применяются следующие понятия.

Авария - повреждение трубопровода тепловой сети, если в период отопительного сезона это привело к перерыву теплоснабжения объектов жилищного хозяйства на срок 36 часов и более;

Инцидент - это отказ или повреждение оборудования и (или) трубопроводов тепловых сетей, отклонение от гидравлического или теплового режимов, нарушение требований федеральных законов и иных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте.

Все отказы на тепловых сетях классифицируются как инциденты, согласно «Методическим рекомендациям по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» МДК 4-01.2001, утвержденных приказом Госстроя РФ от 20.08.2001 № 191.

Классификация повреждений в системах теплоснабжения на аварии, отказы в работе даны в «Инструкции по расследованию и учету нарушений в работе энергетических предприятий и организаций системы Минжилкомхоза РСФСР» (М.: ОНТИ АКХ им. К. Д. Памфилова, 1986). Нормы времени на восстановление должны определяться с учетом требований данной инструкции и местных условий.

Предприятия объединенных котельных и тепловых сетей должны быть оснащены необходимыми машинами и механизмами для проведения восстановительных работ в соответствии с «Табелем оснащения машинами и механизмами эксплуатации котельных установок и тепловых сетей» (М.: ОНТИ АКХ им. К. Д. Памфилова, 1985).

Нормативное время, необходимое для восстановления тепловой сети, при разрыве трубопровода, полученное на основе обработки статистических данных при канальной прокладке, приведено в таблице ниже.

Таблица 1.3.8.1

Нормативное время восстановления тепловой сети

Диаметр, мм	Среднее время восстановления
100	12,5
125-300	17,5
350-500	17,5
600-700	19
800-900	27,2

Диагностика тепловых сетей проводится во время подготовки к ОЗП – проводятся гидравлические испытания тепловых сетей, на основании испытаний планируются капитальные ремонты.

В результате гидравлической опрессовки тепловых сетей, проводимой после окончания отопительного периода, выявляются аварийные участки тепловых сетей и проводятся ремонтные работы. Планово-предупредительные ремонты проводятся в зависимости от сроков эксплуатируемых участков и характера предыдущих отказов тепловых сетей.

На тепловых сетях Усть-Илимского округа проводят испытания на плотность и прочность в соответствии с Правилами технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок, Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии и местной инструкцией, утвержденные Приказом Минэнерго РФ от 13.09.2018 №757 "Об утверждении Правил переключений в электроустановках".

Испытания проводятся 2 раза в год - после окончания отопительного сезона и в летний период после капитальных ремонтов. График испытаний согласовывается. Испытания проводятся по рабочим программам. Испытательное давление выбирается не менее 1,25 максимального рабочего, рассчитанного на предстоящий сезон. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. Длительность испытаний - 2 дня для зон источника теплоснабжения. После проведения испытаний составляется акт.

Результаты проведенных гидравлических испытаний тепловых сетей учитываются при формировании планов капитального ремонта совместно со сроком эксплуатации теплотрассы.

Планирование ремонтных программ начинается с формирования перечня объектов с указанием физических объемов (длина, диаметр и т.д.) и характеристик объекта (пропуск тепловой энергии, гидравлические потери и т.д.).

После корректировки физических объемов в соответствии с финансовыми средствами формируется окончательная редакция программы планового капитального ремонта.

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

По сведениям, предоставленным Администрацией Усть-Илимского муниципального округа, на основании данных, которых можно было подготовить статистику восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) и определить среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, в рассматриваемый период - не было.

Таблица 1.3.10.1

Время восстановления повреждений на тепловых сетях

Диаметр трубы d, м	Расстояние между секционирующими задвижками l, км	Среднее время восстановления Zp, ч
0,1-0,2	-	5
0,4-0,5	1,5	10-12
0,6	2-3	17-22

Таблица 1.3.10.2

Показатели восстановления в системе теплоснабжения

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Котельные Усть-Илимского муниципального округа					
Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	-	-	-	-	-
Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	-	-	-	-	-
Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	-	-	-	-	-
Всего среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	-	-	-	-	-

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

Процедура диагностики состояния тепловых сетей включает в себя плановые шурфовки трасс тепловой сети, проводимые специалистами организаций, с последующим составлением акта оценки интенсивности процесса внутренней коррозии в тепловых сетях (с помощью метода

«индикаторов коррозии» по Методическим указаниям по оценке интенсивности процессов внутренней коррозии в тепловых сетях РД 153-34.1-17.465-00, а также визуальным осмотром трубопровода. По результатам работ, составляется акт осмотра теплопровода при вскрытии прокладки, где описываются проведенные мероприятия и заключение комиссии по итогам диагностики. На основании этих актов планируются работы по проведению капитальных (текущих) ремонтов определенных участков сети, требующих замены.

В Усть-Илимском округе плановые ремонты на тепловых сетях производятся в летний период и в основном приходятся на август месяц. Продолжительность ремонтов на сетях отопления составляет от 5 до 17 дней, магистральные сети от 5 до 15 дней. Согласно СанПиН 2.1.4.2496-09 «Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения», продолжительность отключения потребителей от системы отопления и ГВС не превышает нормы.

При выполнении капитальных, текущих и аварийных ремонтов подразделения и службы ТСО руководствуются:

- 1) действующим регламентом реализации ремонтных и инвестиционных программ ТСО;
- 2) регламентом по контролю использования собственных ресурсов при проведении ремонтных работ в филиале ТСО;
- 3) регламентом по планированию ремонтного фонда;
- 4) правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды;
- 5) правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей СО 34. 04.181-2003;
- 6) рекомендациями действующих СП.

Планирование летних ремонтов осуществляется с учетом результатов испытаний: ежегодных - на гидравлическую плотность, раз в пять лет - на расчетную температуру и гидравлические потери.

Оборудование тепловых сетей Усть-Илимского муниципального округа в том числе тепловые пункты и системы теплоснабжения до проведения пуска после летних ремонтов подвергается гидравлическому испытанию на прочность и плотность, на максимальную температуру теплоносителя. Данные испытания проводятся непосредственно перед окончанием отопительного сезона при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

Организовано техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей. Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети. Объем технического обслуживания и ремонта определяется необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

Планирование капитальных и текущих ремонтов производится на основании указаний заводов-изготовителей, указанных в паспортах на оборудование, и в соответствии с системой планово-предупредительного ремонта.

Диагностика состояния тепловых сетей производится при гидравлических испытаниях тепловых сетей на прочность и плотность дважды в год по утвержденному графику. Состояние тепловой изоляции проводится визуальным контролем. В случае нарушения ее целостности, проводятся необходимые мероприятия по устранению недостатков. Также, в межотопительный период, производится ремонт или замена запорной арматуры и приборов контроля (манометры, термометры и т.п.).

Время устранения аварии составляет 8-24 часа.

3.11.1 Методы технической диагностики, используемые теплосетевыми организациями на территории Усть-Илимского округа

Гидравлические испытания. Метод был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопроводов в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов.

Как показывает опыт, метод гидравлических испытаний позволяет выявить около 75-80% мест утечек на тепловых сетях теплоснабжающих организаций. Однако существенным недостатком данного метода является выявление значительной части утечек при проведении испытаний, касающихся только внутриквартальных тепловых сетей малых диаметров.

Испытания на тепловые потери. Испытания на тепловые потери. Целью испытаний является определение фактических эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию тепловых сетей и разработки на их основе нормируемых эксплуатационных тепловых потерь. Определение тепловых потерь осуществляется на основании испытаний, проводимых в соответствии с Методическими указаниями по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях РД 34.09.255-97. Результаты определения тепловых потерь через теплоизоляцию по данным испытаний сопоставляются с нормами проектирования, выдается качественная и количественная оценка теплоизоляционных свойств испытываемых участков, которая используется при нормировании эксплуатационных тепловых потерь для водяных тепловых сетей ТСО.

Испытания на максимальную температуру теплоносителя проводятся в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии и местной инструкцией. Испытания проводятся не реже одного раза в 5 лет. Испытания проводятся в конце отопительного сезона с отключением внутренних систем детских и лечебных учреждений. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. Максимальная испытательная температура соответствует температуре срезки по источнику в предстоящий отопительный сезон. После проведения испытаний составляется Акт.

Испытания на потенциалы блуждающих токов. Испытания представляют собой электрические измерения для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей.

Для поддержания надежного теплоснабжения Усть-Илимского округа и обеспечения безопасности необходимо в короткий летний (ремонтный) период находить самые опасные (ненадежные) места и локально производить замену на новые трубопроводы. Помимо этого, нужно пересмотреть данные о состоянии наиболее протяженных трубопроводов и выбрать участки, в первую очередь требующие реконструкции или капитального ремонта. Последнюю операцию необходимо произвести в течение одного месяца после завершения гидравлических испытаний.

3.11.2. Методы технической диагностики, не нашедшие применения теплосетевыми организациями Усть-Илимского округа

В целях повышения качества диагностики тепловых сетей теплоснабжающим организациям предлагается рассмотреть нижеперечисленные методы. Использование различных методов диагностики позволяет с большей точностью выявлять места утечек на тепловых сетях, выявлять участки с наибольшими тепловыми потерями и оптимально планировать ремонты.

Метод акустической диагностики. Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод новый и пробные применения на сетях дали положительные результаты. Метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов. Он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей.

Метод акустической эмиссии. Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих тепловых сетях имеет ограниченную область использования.

Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне. Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет. Недостатком метода является высокая стоимость проведения обследования.

Метод магнитной памяти металла. Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом тепловой сети. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.

Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли. Метод имеет мало статистики, и пока трудно сказать о его эффективности в условиях города.

Схема формирования плана проектирования перекладок на основе данных мониторинга состояния прокладок ТС представлена на рисунке ниже.

персонал, за которым закреплены тепловые сети. Объем технического обслуживания и ремонта определяется необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

Планирование капитальных и текущих ремонтов производится на основании указаний заводов-изготовителей, указанных в паспортах на оборудование, и в соответствии с системой планово-предупредительного ремонта.

Диагностика состояния тепловых сетей производится при гидравлических испытаниях тепловых сетей на прочность и плотность дважды в год по утвержденному графику. Состояние тепловой изоляции проводится визуальным контролем. В случае нарушения ее целостности, проводятся необходимые мероприятия по устранению недостатков. Также, в межотопительный период, производится ремонт или замена запорной арматуры и приборов контроля (манометры, термометры и т.п.).

3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

В целях организации мониторинга за состоянием оборудования тепловых сетей применяются следующие виды диагностики:

1) Эксплуатационные испытания:

Гидравлические испытания на плотность и механическую прочность – проводятся ежегодно после отопительного сезона и после проведения ремонтов. Испытания проводятся согласно требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением». По результатам испытаний выявляются дефектные участки, не выдержавшие испытания пробным давлением, формируется график ремонтных работ по устранению дефектов. Перед выполнением ремонта производится дефектация поврежденного участка с вырезкой образцов для анализа состояния трубопроводов и характера повреждения. По результатам дефектации определяется объем ремонта.

Испытания водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя – проводятся с периодичностью установленной главным инженером тепловых сетей (1 раз в 2 года) с целью выявления дефектов трубопроводов, компенсаторов, опор, а также проверки компенсирующей способности тепловых сетей в условиях температурных деформаций, возникающих при повышении температуры теплоносителя до максимального значения. Испытания проводятся в соответствии с Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя (РД 153.34.1-20.329-2001). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются актом, в котором указываются необходимые мероприятия по устранению выявленных нарушений в работе оборудования. Нарушения, которые возможно устранить в процессе эксплуатации устраняются в оперативном порядке. Остальные нарушения в работе оборудования тепловых сетей включаются в план ремонта на текущий год.

Испытания водяных тепловых сетей на гидравлические потери – проводятся с периодичностью 1 раз в 5 лет с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности. Испытания проводятся в соответствии с Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери без нарушения режимов эксплуатации (РД 153.34.1-20.526-00). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные гидравлические характеристики. На основании результатов испытаний производится корректировка гидравлических режимов работы тепловых сетей и систем теплоснабжения.

Испытания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях – проводятся 1 раз в 5 лет с целью определения фактических эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию. Испытания проводятся в соответствии с Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и Методическими указаниями по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях (РД 34.09.255-97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются

фактические эксплуатационные среднегодовые тепловые потери через тепловую изоляцию. На основании результатов испытаний формируется перечень мероприятий и график их выполнения по приведению тепловых потерь к нормативному значению, связанных с восстановлением и реконструкцией тепловой изоляции на участках с повышенными тепловыми потерями, заменой трубопроводов с изоляцией заводского изготовления, имеющей наименьший коэффициент теплопроводности, монтажу систем попутного дренажа на участках, подверженных затоплению и т.д.

2) Регламентные работы:

Контрольные шурфовки - проводятся ежегодно по графику в межотопительный период с целью оценки состояния трубопроводов тепловых сетей, тепловой изоляции и строительных конструкций. Контрольные шурфовки проводятся согласно Методических указаний по проведению шурфовок в тепловых сетях (МУ 34-70-149-86). В контрольных шурфах производится внешний осмотр оборудования тепловых сетей, оценивается наружное состояние трубопроводов на наличие признаков наружной коррозии, производится вырезка образцов для оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов, оценивается состояние тепловой изоляции, оценивается состояние строительных конструкций. По результатам осмотра в шурфе составляются акты, в которых отражается фактическое состояние трубопроводов, тепловой изоляции и строительных конструкций. На основании актов разрабатываются мероприятия для включения в план ремонтных работ.

Оценка интенсивности процесса внутренней коррозии - проводится с целью определения скорости коррозии внутренних поверхностей трубопроводов тепловых сетей с помощью индикаторов коррозии. Оценка интенсивности процесса внутренней коррозии производится в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке интенсивности процессов внутренней коррозии в тепловых сетях (РД 153-34.1-17.465-00). На основании обработки результатов лабораторных анализов определяется скорость внутренней коррозии мм/год и делается заключение об агрессивности сетевой воды. На участках тепловых сетей, где выявлена сильная или аварийная коррозия проводится обследование с целью определения мест, вызывающих рост концентрации растворенных в воде газов (подсосы) с последующим устранением. Проводится анализ качества подготовки подпиточной воды.

Техническое освидетельствование – проводится в части наружного осмотра, гидравлических испытаний и технического диагностирования:

- 1) наружный осмотр - ежегодно;
- 2) гидравлические испытания – ежегодно, а также перед пуском в эксплуатацию после монтажа или ремонта, связанного со сваркой;
- 3) техническое диагностирование - по истечении назначенного срока службы (визуальный и измерительный контроль, ультразвуковой контроль, ультразвуковая толщинометрия, механические испытания).

Техническое освидетельствование проводится в соответствии с Типовой инструкцией по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации (РД 153-34.0-20.522-99). Результаты технического освидетельствования заносятся в паспорт тепловой сети. На основании результатов технического освидетельствования разрабатывается план мероприятий по приведению оборудования тепловых сетей в нормативное состояние.

Планирование капитальных (текущих) ремонтов.

На основании результатов испытаний, осмотров и обследования оборудования тепловых сетей проводится анализ его технического состояния и формирование перспективного график ремонта оборудования тепловых сетей на 5 лет (с ежегодной корректировкой).

На основании перспективного графика ремонтов разрабатывается перспективный план подготовки к ремонту на 5 лет.

Формирование годового графика ремонтов и годового плана подготовки к ремонту производится в соответствии с перспективным графиком ремонта и перспективным планом подготовки к ремонту с учетом корректировки по результатам испытаний, осмотров и обследований.

Планирование проведения летних ремонтов:

- 1) МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский;
- 2) МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново;

3) ООО «Невонские Теплосети»- п. Невон

Для контроля состояния трубопроводов тепловых сетей, их тепловой изоляции и теплосетевого оборудования осуществляется ежегодно в рамках проводимых работ с учетом:

1) Замечаний к работе оборудования, выявленных обслуживающим и ремонтным персоналом во время отопительного периода и плановых осмотров, проводимых в форме обхода трасс теплопроводов и тепловых пунктов;

Частота обходов - не реже одного раза в 2 недели в течение отопительного сезона и одного раза в месяц в межотопительный период;

2) Графика планово-предупредительного ремонта;

3) Результаты ежегодных гидравлических испытаний на прочность и плотность, проводимых после окончания отопительного сезона.

Испытания на плотность и прочность проводятся в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок и местной инструкцией. Для проведения гидравлических испытаний на прочность и плотность в межотопительный период на магистральных и распределительных тепловых сетях установлены следующие параметры: для магистральных и распределительных (квартальных) трубопроводов - минимальное значение пробного давления составляет 1,25 рабочего давления. При этом значение рабочего давления составляет $P_r=0,6$ МПа. Продолжительность испытаний составляет не менее 15 минут. Во время проведения испытаний тепловых сетей пробным давлением, тепловые пункты и системы теплоснабжения закрываются заглушками.

Объем работ, проводимых во время ежегодных профилактических ремонтов, соответствует установленным техническим регламентам и иным обязательным требованиям к процедурам их выполнения и методам испытаний.

Испытания на тепловые потери на сетях не проводятся.

На тепловых сетях Усть-Илимского округа проводят испытания на плотность и прочность в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии и местной инструкцией.

Испытания проводятся 2 раза в год – после окончания отопительного сезона и в летний период после капитальных ремонтов. График испытаний согласовывается. Испытания проводятся по рабочим программам. Испытательное давление выбирается не менее 1,25 максимального рабочего, рассчитанного на предстоящий сезон. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. Длительность испытаний – 2 дня для зон котельных. После проведения испытаний составляется акт.

Результаты проведенных гидравлических испытаний тепловых сетей учитываются при формировании планов капитального ремонта совместно со сроком эксплуатации теплотрассы.

Планирование ремонтных программ начинается с формирования перечня объектов с указанием физических объемов (длина, диаметр и т.д.) и характеристик объекта (пропуск тепловой энергии, гидравлические потери и т.д.).

После корректировки физических объемов в соответствии с финансовыми средствами ТСО формирует окончательную редакцию программы планового капитального ремонта. После утверждения плана капитального ремонта согласовывается график производства работ.

Периодичность и технический регламент и требования процедур летних ремонтов производятся в соответствии с главой 9 «Ремонт тепловых сетей» типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) РД 153-34.0-20.507-98.

Согласно Приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 14 мая 2025 г. № 511 "Об утверждении Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплоснабжающих установок" (далее – Приказ № 511), к методам испытаний тепловых сетей относятся:

Гидравлические испытания, производятся ежегодно до начала отопительного сезона в целях проверки плотности и прочности трубопроводов и установленной запорной арматуры. В соответствии с п. 404 Приказа № 511, в период подготовки к отопительному периоду в тепловых пунктах должны быть выполнены гидравлические испытания на плотность и прочность

оборудования, работающего под давлением. В процессе эксплуатации все тепловые сети должны подвергаться испытаниям на прочность и плотность для выявления дефектов не позже чем через две недели после окончания отопительного сезона. В соответствии с п. 243 Приказа № 511, минимальная величина пробного давления при гидравлическом испытании составляет 1,25 рабочего давления, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см²), если иное не указано в проектной документации и технической документации организации-изготовителя. Значение рабочего давления установлено техническим руководителем и составляет для тепловых сетей первого контура 1,6 МПа.

По окончании ремонтных работ на тепловых сетях, проводятся гидравлические испытания на прочность и плотность. Испытания проводятся только тех тепловых сетей, на которых производились ремонтные работы.

Периодичность и продолжительность всех видов ремонтных работ устанавливается нормативно-техническими документами на ремонт данного вида оборудования.

Система технического обслуживания и ремонта носит планово-предупредительный характер. На все виды оборудования составляются годовые (сезонные и месячные) планы (графики) ремонтов. Годовые планы ремонтов утверждает руководитель организации.

Ремонт тепловых сетей производится в соответствии с утвержденным графиком (планом) на основе результатов анализа выявленных дефектов, повреждений, периодических осмотров, испытаний, диагностики и ежегодных испытаний на прочность и плотность. Объем технического обслуживания и ремонта определяется необходимостью поддержания исправного, работоспособного состояния и периодического восстановления тепловых сетей с учетом их фактического технического состояния.

Таблица 1.3.12.1

Стандартный график производства работ

Перечень регламентных работ	Периодичность проведения регламентных работ	Период проведения	Расчётная формула для расчёта нормы затрат теплоносителя, V, м ³
Заполнение трубопроводов магистральных и распределительных сетей после проведения ремонта в межотопительный период	1 раз в год	июнь-август	1,5
Испытания на плотность и механическую прочность трубопроводов тепловых сетей	1 раз в год	июнь-август	0,5
Промывка трубопроводов тепловых сетей	1 раз в год	июнь-август	

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

Определение нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии с использованием нормативных энергетических характеристик тепловых сетей

1. Энергетические характеристики работы водяных тепловых сетей каждой системы теплоснабжения разрабатываются по следующим показателям:

- 1) Потери сетевой воды;
- 2) Потери тепловой энергии;
- 3) Удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу расчетной присоединенной тепловой нагрузки потребителей;
- 4) Разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах (или температура сетевой воды в обратных трубопроводах);
- 5) Удельный расход электроэнергии на единицу отпущенной тепловой энергии от источника теплоснабжения (далее – удельный расход электроэнергии).

2. При разработке нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии используются технически обоснованные энергетические характеристики (потери сетевой воды, потери тепловой энергии, удельный расход электроэнергии).

Энергетическая характеристика тепловой сети по показателю «потери сетевой воды» устанавливает зависимость технически обоснованных потерь теплоносителя на транспорт и распределение от источника тепловой энергии до потребителей от характеристик и режима работы системы теплоснабжения. При расчете норматива технологических потерь теплоносителя используется значение энергетической характеристики по показателю «потери сетевой воды» только в части тепловых сетей, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации.

Энергетическая характеристика тепловой сети по показателю «тепловые потери» устанавливает зависимость технологических затрат тепловой энергии на ее транспорт и распределение от источника тепловой энергии до границы балансовой принадлежности тепловых сетей от температурного режима работы тепловых сетей и внешних климатических факторов при заданной схеме и конструктивных характеристиках тепловых сетей.

Гидравлическая энергетическая характеристика тепловой сети (энергетическая характеристика по показателю «удельный расход электроэнергии») устанавливает зависимость от температуры наружного воздуха в течение отопительного сезона отношения нормируемого часового среднесуточного расхода электроэнергии на транспорт и распределение тепловой энергии в тепловых сетях к нормируемому среднесуточному отпуску тепловой энергии от источников тепловой энергии.

3. К каждой энергетической характеристике прилагается пояснительная записка с перечнем необходимых исходных данных и краткой характеристикой системы теплоснабжения, отражающая результаты пересмотра (разработки) нормативной энергетической характеристики в виде таблиц и графиков. Каждый лист нормативных характеристик, содержащий графические зависимости показателей, подписывается руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети.

На титульном листе предусматриваются подписи должностных лиц организаций, указываются срок действия энергетических характеристик и количество сброшюрованных листов.

4. Срок действия энергетических характеристик устанавливается в зависимости от степени их проработки и достоверности исходных материалов, но не превышает пяти лет.

5. Пересмотр энергетических характеристик (частичный или в полном объеме) производится:

- 1) при истечении срока действия нормативных характеристик;
- 2) при изменении нормативно-технических документов;
- 3) по результатам энергетического обследования тепловых сетей, если выявлены отступления от требований нормативных документов.

Кроме того, пересмотр энергетических характеристик тепловых сетей производится в связи с произошедшими изменениями приведенных ниже условий работы тепловой сети и системы теплоснабжения более пределов, указанных ниже:

- 1) по показателю «потери сетевой воды»:
 - а) при изменении объемов трубопроводов тепловых сетей на 5%;
 - б) при изменении объемов внутренних систем теплоснабжения на 5%;
- 2) по показателю «тепловые потери»:
 - а) при изменении тепловых потерь по результатам очередных испытаний на 5% по сравнению с результатами предыдущих испытаний;
 - б) при изменении материальной характеристики тепловых сетей на 5%;
 - в) при изменении эксплуатационного температурного графика отпуска тепловой энергии;
- 3) по показателям «удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу присоединенной тепловой нагрузки потребителей» и «разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах»:
 - а) при изменении эксплуатационного температурного графика отпуска тепловой энергии;
 - б) при изменении суммарных договорных нагрузок на 5%;
 - в) при изменении тепловых потерь в тепловых сетях, требующих пересмотра соответствующей энергетической характеристики;
- 4) по показателю «удельный расход электроэнергии на транспорт и распределение тепловой энергии»:

а) при изменении количества насосных станций или ЦТП в тепловой сети на балансе энергоснабжающей (теплосетевой) организации, в случае, если электрическая мощность электродвигателей насосов во вновь подключенных или снятых с баланса насосных станциях и ЦТП изменилась на 5% от суммарной нормируемой электрической мощности; то же относится к изменению производительности (или количества) насосов при неизменном количестве насосных станций и ЦТП;

б) при изменении эксплуатационного температурного графика отпуска тепловой энергии;

в) при изменении условий работы насосных станций и ЦТП (автоматизация, изменение диаметров рабочих колес насосных агрегатов, изменение расходов и напоров сетевой воды), если суммарная электрическая мощность электрооборудования изменяется на 5%;

г) при пересмотре энергетической характеристики по одному из показателей проводится корректировка энергетических характеристик по другим показателям, по которым в результате указанного пересмотра произошло изменение условий или исходных данных (если взаимосвязь между показателями обусловлена положениями методики разработки энергетических характеристик).

6. Корректировка показателей технологических потерь при передаче тепловой энергии с расчетной присоединенной тепловой нагрузкой 50 Гкал/ч (58 МВт) и выше для периода регулирования осуществляется приведением утвержденных нормативных энергетических характеристик к прогнозируемым условиям периода регулирования.

7. Расчет ожидаемых значений показателя «потери сетевой воды» в части тепловых сетей, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, на период регулирования при планируемых изменениях объемов тепловых сетей ожидаемые значения показателя «потери сетевой воды» допускается определять по формуле:

$$G_{\text{псв}}^{\text{план}} = G_{\text{псв}}^{\text{норм}} \cdot \frac{\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{план}}}{\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{норм}}} \quad (1)$$

где $G_{\text{псв}}^{\text{план}}$ - ожидаемые годовые потери сетевой воды на период регулирования, м³;

$G_{\text{псв}}^{\text{норм}}$ - годовые потери сетевой воды в тепловых сетях, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, в соответствии с энергетическими характеристиками, м³;

$\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{план}}$ - ожидаемый суммарный среднегодовой объем тепловых сетей, м³;

$\sum V_{\text{ср.г}}^{\text{норм}}$ - суммарный среднегодовой объем тепловых сетей, находящихся в эксплуатационной ответственности теплосетевой организации, принятый при разработке энергетических характеристик, м³.

8. Расчет ожидаемых значений показателя «тепловые потери» на период регулирования при планируемых изменениях материальной характеристики тепловых сетей теплосетевой организации, а также среднегодовых значений температуры теплоносителя и окружающей среды (наружного воздуха или грунта при изменении глубины заложения теплопроводов) на предстоящий период регулирования в размерах, не превышающих указанных в пункте 5 настоящей Инструкции, рекомендуется производить отдельно по видам тепловых потерь (через теплоизоляционные конструкции и с потерями сетевой воды). При этом планируемые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции трубопроводов тепловых сетей определяются отдельно для надземной и подземной прокладки.

8.1. Расчет ожидаемых на период регулирования среднегодовых тепловых потерь через теплоизоляционные конструкции тепловых сетей осуществляется по формулам:

для участков подземной прокладки:

$$Q_{\text{тп.подз}}^{\text{план}} = Q_{\text{тп.подз}}^{\text{норм}} \cdot \frac{\sum M_{\text{подз}}^{\text{план}} \cdot \left(\frac{t_{\text{г.ср.г}}^{\text{план}} + t_{\text{о.ср.г}}^{\text{план}}}{2} - t_{\text{гр.ср.г}}^{\text{план}} \right)}{\sum M_{\text{подз}}^{\text{норм}} \cdot \left(\frac{t_{\text{п.ср.г}}^{\text{норм}} + t_{\text{о.ср.г}}^{\text{норм}}}{2} - t_{\text{гр.ср.г}}^{\text{норм}} \right)} \quad (2)$$

где $Q_{\text{тп.подз}}^{\text{план}}$ - ожидаемые на период регулирования среднегодовые тепловые потери через изоляцию по участкам подземной прокладки, Гкал/ч;

$Q_{\text{тп.подз}}^{\text{норм}}$ - нормативные (в соответствии с энергетическими характеристиками) среднегодовые тепловые потери через изоляцию по участкам подземной прокладки, Гкал/ч;

$\Sigma M_{\text{подз}}^{\text{план}}$ - ожидаемая на период регулирования суммарная материальная характеристика участков тепловых сетей подземной прокладки, м²;

$\Sigma M_{\text{подз}}^{\text{норм}}$ - суммарная материальная характеристика участков тепловых сетей подземной прокладки на момент разработки энергетических характеристик, м²;

$t_{\text{п.ср.г}}^{\text{план}}, t_{\text{о.ср.г}}^{\text{план}}, t_{\text{гр.ср.г}}^{\text{план}}$ - ожидаемые на период регулирования среднегодовые температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах и грунта на средней глубине заложения теплопроводов, °С;

$t_{\text{п.ср.г}}^{\text{норм}}, t_{\text{о.ср.г}}^{\text{норм}}, t_{\text{гр.ср.г}}^{\text{норм}}$ - среднегодовые температуры сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах, и грунта на средней глубине заложения теплопроводов, принятые при разработке энергетических характеристик, °С;

для участков надземной прокладки:

(раздельно по подающим и обратным трубопроводам)

$$Q_{\text{тп.надз}}^{\text{план}} = Q_{\text{тп.надз}}^{\text{норм}} \cdot \frac{\Sigma M_{\text{надз}}^{\text{план}} \cdot \left(\frac{t_{\text{п.ср.г}}^{\text{план}} + t_{\text{о.ср.г}}^{\text{план}}}{2} - t_{\text{н.в.ср.г}}^{\text{план}} \right)}{\Sigma M_{\text{надз}}^{\text{норм}} \cdot \left(\frac{t_{\text{п.ср.г}}^{\text{норм}} + t_{\text{о.ср.г}}^{\text{норм}}}{2} - t_{\text{н.в.ср.г}}^{\text{норм}} \right)} \quad (3)$$

где $Q_{\text{тп.надз}}^{\text{план}}$ - ожидаемые на период регулирования среднегодовые тепловые потери через изоляцию по участкам надземной прокладки суммарно по подающим и обратным трубопроводам, Гкал/ч;

$Q_{\text{тп.надз}}^{\text{норм}}$ - нормативные (в соответствии с энергетическими характеристиками) среднегодовые тепловые потери через изоляцию по участкам надземной прокладки суммарно по подающим и обратным трубопроводам, Гкал/ч;

$\Sigma M_{\text{надз}}^{\text{план}}$ - ожидаемая на период регулирования суммарная материальная характеристика участков тепловых сетей надземной прокладки, м²;

$\Sigma M_{\text{надз}}^{\text{норм}}$ - суммарная материальная характеристика участков тепловых сетей надземной прокладки на момент разработки энергетической характеристики, м²;

$t_{\text{н.в.ср.г}}^{\text{план}}$ - ожидаемая на период регулирования среднегодовая температура наружного воздуха, °С;

$t_{\text{н.в.ср.г}}^{\text{норм}}$ - среднегодовая температура наружного воздуха, принятая при составлении энергетических характеристик, °С.

8.2. Расчет ожидаемых на период регулирования среднегодовых тепловых потерь с потерями сетевой воды осуществляется по формуле:

$$Q_{\text{тп.псв}}^{\text{план}} = C \cdot \rho_{\text{ср}} \cdot \frac{G_{\text{тп.псв}}^{\text{план}}}{n_{\text{год.раб}}} \cdot (b t_{\text{п.ср.г}}^{\text{план}} + (1-b) t_{\text{о.ср.г}}^{\text{план}} - t_{\text{х.ср.г}}^{\text{план}}) \cdot 10^{-6} \quad (4)$$

где $Q_{\text{тп.псв}}^{\text{план}}$ - ожидаемые на период регулирования среднегодовые тепловые потери с потерями сетевой воды, Гкал/ч;

C – удельная теплоемкость сетевой воды, принимаемая равной 1 ккал/кг °С;

$\rho_{\text{ср}}$ – среднегодовая плотность воды, определяемая при среднем значении ожидаемых в период регулирования среднегодовых температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах, кг/м³;

$Q_{\text{тп.псв}}^{\text{план}}$ – ожидаемые на период регулирования годовые потери сетевой воды в тепловых сетях, эксплуатируемых теплосетевой организацией;

$n_{\text{год.раб}}$ – ожидаемая на период регулирования продолжительность работы тепловой сети в году, ч;

$t_{\text{х.ср.г}}^{\text{план}}$ – ожидаемая на период регулирования среднегодовая температура холодной воды, поступающей на источник тепловой энергии для подготовки и использования в качестве подпитки тепловой сети, °С.

8.3. Ожидаемые на период регулирования суммарные среднегодовые тепловые потери, Гкал/ч, определяются по формуле:

$$Q_{\text{тп}}^{\text{план}} = Q_{\text{тп.подз}}^{\text{план}} + Q_{\text{тп.надз}}^{\text{план}} + Q_{\text{тп.псв}}^{\text{план}} \quad (5)$$

9. Расчет ожидаемых на период регулирования значений показателя «удельный расход электроэнергии».

При планируемых на период регулирования изменениях влияющих факторов ожидаемые значения показателя «удельный расход электроэнергии» определяются для каждой из характерных температур наружного воздуха, принятых при разработке энергетических характеристик. С целью упрощения расчетов допускается определение планируемого на период регулирования удельного расхода электроэнергии только при температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома утвержденного температурного графика. В этом случае значения планируемого показателя «удельный расход электроэнергии» при других характерных температурах наружного воздуха строятся на нормативном графике параллельно линии изменения нормативного показателя на одинаковом расстоянии, соответствующем расстоянию между значениями нормативного и ожидаемого удельного расхода электроэнергии в точке излома.

Значение планируемого на период регулирования удельного расхода электроэнергии в точке излома температурного графика $\mathcal{E}_{\text{и}}^{\text{план}}$, кВт·ч/Гкал, определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{и}}^{\text{план}} = \frac{W_{\text{тс}}^{\text{план}}}{Q_{\text{ст}}^{\text{план}}} \quad (6)$$

где:

$W_{\text{тс}}^{\text{план}}$ – ожидаемая на период регулирования суммарная электрическая мощность, используемая при транспорте и распределении тепловой энергии, при температуре наружного воздуха, соответствующей излому температурного графика, кВт.

Для расчета суммарной электрической мощности всех электродвигателей насосов различного назначения, участвующих в транспорте и распределении тепловой энергии, рекомендуется использовать формулы, приведенные в действующих методиках по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии и определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей.

Расчет и обоснование нормативов технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях производится согласно Порядку определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденному приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 325.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя (далее - нормативы технологических потерь) определяются для каждой организации, эксплуатирующей тепловые сети для передачи тепловой энергии, теплоносителя потребителям (далее - теплосетевая организация). Определение нормативов технологических потерь осуществляется выполнением расчетов нормативов для тепловой сети каждой системы теплоснабжения независимо от присоединенной к ней расчетной часовой тепловой нагрузки.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии разрабатываются по следующим показателям:

1) потери и затраты теплоносителей (пар, конденсат, вода);

- 2) потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителей (пар, конденсат, вода);
- 3) затраты электрической энергии на передачу тепловой энергии. Экспертизу нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям. Утвержденные нормативы представлены в таблице.

Таблица 1.3.13.1

Расчетные технологические тепловые потери при передаче тепловой энергии

Наименование котельной	Диаметр, d_y , мм	Норма плотност и теплового о потока q , ккал/м ² ·ч	Протяженност ь участка тепловой сети l_i , м	b	κ	$κ \cdot q \cdot l_i$, ккал/ч	За период
котельная «Гаражная» п. Бадарминск	38-159	32,5	5491	1,2	1,4 1	538902	4392,3
котельная «Школьная» п. Бадарминск							
котельная «Центральная» с. Ершово	150	51	565	1,2	1,4 1	71101	579,5
	108	32,5	60	1,2	1,4 1	4812	39,2
	82	29	10,5	1,2	1,4 1	751	6,1
	72	26	20	1,2	1,4 1	1283	10,5
	51	21	172	1,2	1,4 1	8913	72,6
	50	21	80	1,2	1,4 1	4145	33,8
	41	21	82	1,2	1,4 1	4249	34,6
	39	19	8	1,2	1,4 1	375	3,1
	32	19	33	1,2	1,4 1	1547	12,6
КТВС, котельная № 4, котельная № 6, котельная № 3 р.п. Железнодорожный	-	32,5	20689	1,2	1,4 1	219971 5	17929
электрокотельная п. Невон	108	32,5	16680	1,2	1,4 1	133763 2	10902, 2
электрокотельная с. Подъеланка котельная на твердом топливе с. Подъеланка	219	70	55	1,1 5	1,4 1	9500	74,2
	219	70	300	1,1 5	1,4 1	51818	404,7
	219	70	110	1,1 5	1,4 1	19000	148,4
	219	70	84	1,1 5	1,4 1	14509	113,3
	219	70	700	1,1 5	1,4 1	120908	944,4
	159	57	85	1,1 5	1,4 1	11955	93,4
	159	57	188	1,1 5	1,4 1	26442	206,5
	125	36	140	1,2	1,4 1	12436	101,4
	159	57	66	1,1 5	1,4 1	9283	72,5
	133	44	30	1,2	1,4 1	3257	26,5
	108	32,5	62	1,2	1,4 1	4972	40,5
	89	32,5	177	1,2	1,4 1	14194	115,7
	76	29	427	1,2	1,4 1	30555	249,0
	57	23,5	527	1,2	1,4 1	30559	249,1
	-	32,5	2961	1,2	1,4	153432	1250,5

Наименование котельной	Диаметр, d_y , мм	Норма плотность и теплового потока q , ккал/м ² ·ч	Протяженность участка тепловой сети l_i , м	b	κ	$\kappa \cdot q \cdot l_i$, ккал/ч	За период
					1		
	Подводы к	32,5	1995	1,2	1,4 1	103376	842,6
котельная «Центральная» п. Седаново	219	70	1316	1,1 5	1,4 1	227306	1775,4
	159	57	930	1,1 5	1,4 1	130802	1021,7
	133	44	372	1,2	1,4 1	40388	329,2
	108	32,5	912	1,2	1,4 1	73137	596,1
	89	32,5	570	1,2	1,4 1	45710	372,6
	76	29	660	1,2	1,4 1	47228	384,9
	57	23,5	640	1,2	1,4 1	37111	302,5
	45	21	610	1,2	1,4 1	31609	257,6
	32	19	900	1,2	1,4 1	42194	343,9
котельная «Центральная» п. Тубинский	257	75	529	1,1 5	1,4 1	97898	764,7
	211	63,5	2637	1,1 5	1,4 1	413182	3227,3
	150	51	963	1,2	1,4 1	121186	987,7
	125	36	154	1,2	1,4 1	13680	111,5
	108	32,5	2695	1,2	1,4 1	216122	1761,5
	82	29	1018	1,2	1,4 1	72846	593,7
	72	26	2158	1,2	1,4 1	138446	1128,4
	69	29	100	1,2	1,4 1	7156	58,3
	51	21	1075	1,2	1,4 1	55704	454,0
	32	19	1790	1,2	1,4 1	83920	684,0
	25	16,5	60	1,2	1,4 1	2443	19,9
котельная п. Эдучанка	159	57	550	1,1 5	1,4 1	77356	604,2
	108	32,5	220	1,2	1,4 1	17643	143,8
	159	57	530	1,1 5	1,4 1	74543	582,2
	108	32,5	15	1,2	1,4 1	1203	9,8

3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии

Уровень потерь тепловой энергии напрямую зависит от уровня износа и протяженности тепловой сети от источника до потребителя. В связи с плохой теплоизоляцией сетей, фактические потери тепловой энергии часто существенно превышают нормативные значения, что приводит к

перерасходу топлива и, как следствие, ведет к увеличению расходов теплоснабжающей организации.

Оценки тепловых потерь в теплоснабжающих организациях Усть-Илимского округа ведется расчетным методом.

Отсутствие приборов учета не позволяет определить фактические потери тепловой энергии при транспортировке за последние 3 года.

Согласно п. 352,355,356 Приказа № 511 в организациях, эксплуатирующих тепловые сети, испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери должны проводиться не реже 1 раза в 5 лет.

По результатам испытаний разрабатываются энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии по показателям «Потери сетевой воды», «Тепловые потери», «Удельный расход сетевой воды», «Разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах», «Удельный расход электроэнергии».

Согласно Порядку определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, утвержденному приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 325 ежегодно производится расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии с последующим их утверждением в Минэнерго РФ.

В соответствии с утвержденными нормативами, производится ежемесячный перерасчет нормативных тепловых потерь по нормативным среднегодовым часовым тепловым потерям через теплоизоляционные конструкции при среднемесячных условиях работы тепловой сети согласно Методики определения фактических потерь.

3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

3.16. Описание типов присоединений тепlopотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Потребители представляют собой строения жилого, социально-культурного и административного назначения, и подключены непосредственно к тепловой сети.

Присоединение тепlopотребляющих установок систем отопления потребителей к тепловым сетям осуществляется непосредственно через распределительные тепловые сети без применения каких-либо смесительных устройств и ИТП. Подача/отключение теплоснабжения абонентов осуществляется с помощью запорной арматуры, регулировка давления теплоносителя осуществляется с помощью дроссельных шайб.

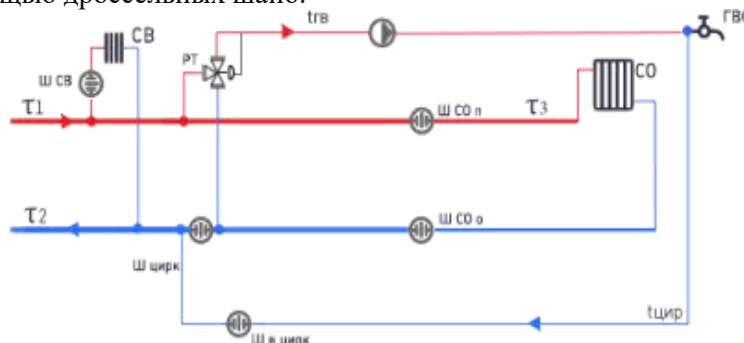


Рисунок 1.3.16.1 Схема присоединения тепlopотребляющих установок потребителей к тепловым сетям

Потребители одноэтажной застройки, имеющие относительно малые гидравлические сопротивления систем отопления, подключены к магистралям распределительных теплосетей, что при отсутствии дополнительных сопротивлений приводит к значительному завышению циркуляции теплоносителя через них и к гидравлической разрегулировке тепловой сети в целом.

Подключение потребителей осуществляется по зависимой схеме. Потребители тепловой энергии присоединяются посредством распределительных сетей непосредственно к магистральному теплопроводу. Для обеспечения работы внутридомовых сетей потребителей избыточный напор теплоносителя гасится шайбами.

Присоединение системы отопления потребителей зависимое, т.е. теплоноситель, циркулирующий в тепловых сетях, используется непосредственно в системе отопления. Горячее водоснабжение отсутствует. Автоматические регуляторы отпуска тепловой энергии на отопление не установлены.

В качестве теплоносителя используется горячая вода.

Таблица 1.3.16.1

Индивидуальные тепловые пункты (далее - ИТП)

Наименование котельной	Количество ИТП	Средняя тепловая мощность ИТП, Гкал/ч	Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям через ИТП (от общей тепловой нагрузки)

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

На сегодняшний день коммерческие приборы учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям в зоне действия централизованного теплоснабжения, отсутствуют.

Таблица 1.3.17.1

Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям

Объект (потребитель)	Адрес	Наименование котельной, к которой подключен объект	Год ввода в эксплуатацию
-	-	-	-

Таблица 1.3.17.2

Планы по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Объект (потребитель)	Адрес	Наименование котельной, к которой подключен объект	Планируемый год установки прибора учета
н/д	н/д	н/д	н/д

В соответствии с Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» установку общедомовых приборов учёта необходимо произвести для всех объектов максимальное потребление, которых составляет не менее 0,2 Гкал/час, на территории Усть-Илимского округа потребители с нагрузкой, превышающей это значение отсутствуют.

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

Постоянный контроль за работой и функционированием инженерных сетей системы жизнеобеспечения Усть-Илимского округа осуществляет оперативно-дежурный персонал котельных.

На предприятиях организована круглосуточная диспетчерская служба, которая координирует работу котельной и тепловых сетей. Средства телемеханики на предприятиях не установлены. Координация осуществляется по телефонной связи. Диспетчерская служба и система автоматики отпуска тепла справляются с поставленными задачами.

В целях обеспечения качественного и надежного теплоснабжения при заключении договоров между теплоснабжающей организацией и потребителями тепла (управляющая компания, либо частное лицо) разрабатывается регламент взаимоотношений лиц, участвующих в теплоснабжении.

Порядок взаимоотношений дежурных производственной диспетчерской службы ТСО и дежурных диспетчерских служб управляющих компаний регламентирован соответствующими положениями.

В обязанности диспетчерских служб жилищно-эксплуатационных организаций входит контроль работы внутридомовых систем теплопотребления и параметров теплоносителя на входе в дом, а при отклонении их зафиксировать нарушение режима и сообщить в теплоснабжающую организацию, с которой заключен договор теплоснабжения.

Обязанности производственной диспетчерской службы по системам централизованного теплоснабжения муниципального округа осуществляют ТСО. Диспетчерская служба ТСО осуществляет координацию действия ремонтного и эксплуатационного персонала на поддержание работоспособности действия систем централизованного теплоснабжения, информирование общественности о перечне предоставляемых предприятием услуг и их стоимости, проведение мониторинга качества предоставления платных услуг предприятием.

Коммунальные услуги предоставляются потребителю в порядке, предусмотренном федеральными законами, иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. Договор теплоснабжения, согласно статьям 426 и 454 Гражданского кодекса Российской Федерации, относится к публичным договорам и является отдельным видом договоров купли-продажи.

В соответствии с Положением о формировании договорных отношений в жилищно-коммунальном хозяйстве на территории муниципального образования, утвержденного приказом Минстроя России от 20.08.1996 № 17-113, договоры с поставщиками коммунальных услуг предусматривают следующие необходимые основные положения:

1) гарантируемый уровень качества, надежности и экологической безопасности оказываемых услуг;

2) объем предоставляемых услуг;

3) обязательства по оплате, включая сроки и способ оплаты;

4) экономические санкции, применяемые сторонами в случае нарушения условий договора;

5) порядок разрешения споров, изменения условий, прекращения договора.

В представленных договорах ТСО включены следующие условия и сведения:

1) количество тепловой энергии (отопление, ГВС, вентиляция, пар);

2) количество теплоносителей (устанавливается с учетом величин расхода на горячее водоснабжение, планируемых утечек в тепловых сетях и теплопотребляющих установках расхода пара на технологические нужды);

3) качество тепловой энергии:

а) по сетевой воде - температура в подающем трубопроводе по температурному графику регулирования отпуска теплоты, перепада давлений в подающем и обратном трубопроводах;

б) по пару - температура и давление пара на границе эксплуатационной ответственности);

в) качество теплоносителей (показатели качества теплоносителей принимаются);

г) по сетевой воде - соответствие физико-химических характеристик показателям, установленным Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей и ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая»;

д) по пару - соответствие физико-химических характеристик показателям, установленным Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей;

4) обязанности абонента по поддержанию качества тепловой энергии и теплоносителей (устанавливаются величины максимальной температуры сетевой воды в обратном трубопроводе, степень возврата конденсата, обязательства по недопущению снижения качества сетевой воды и конденсата, возвращаемых абонентом теплоснабжающей организации);

5) расчеты (порядок установления тарифов и их изменения, а также форма расчетов);

6) порядок учета тепловой энергии и теплоносителей.

Обязательными приложениями к договору являются:

1) акты об установлении границ эксплуатационной ответственности;

2) температурный график регулирования отпуска тепловой энергии.

Количество отпускаемой тепловой энергии в теплоносители по их параметрам, максимальные часовые тепловые нагрузки, максимальные часовые и среднечасовые расходы теплоносителей (в паре и горячей воде) устанавливаются теплоснабжающей организацией на основании заявок абонентов, подтвержденных проектными данными и паспортами теплопотребляющих установок, и фиксируются в договоре.

Увеличение абонентом максимальных часовых расходов теплоносителя и расчетных тепловых нагрузок допускается после внесения соответствующих изменений в договор.

В основных теплоснабжающих организациях муниципального округа существует собственная аварийно-диспетчерская служба, осуществляющая контроль за параметрами работы источников тепловой энергии и тепловых сетей. Диспетчерский пункт не оборудован системой сбора и передачи данных на базе АСКУЭ и АСУ ТП.

Информация об аварийных ситуациях стекается в Службу оперативного контроля за работой систем жизнеобеспечения Иркутской области и в Единую дежурно-диспетчерскую службу Усть-Илимского муниципального округа.

3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

В Усть-Илимском муниципальном округе отсутствуют подкачивающие насосные станции. Необходимый напор теплоносителя в тепловых сетях обеспечивается работой насосного оборудования установленного на источнике теплоснабжения.

3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Для предотвращения превышения давления в системе теплоснабжения используются дренажные краны, установленные на трубопроводах. При возникновении превышения расчетного давления в сети, клапаны сбрасывают теплоноситель на грунт.

В системах теплоснабжения существует вероятность возникновения аварийных либо переходных гидравлических режимов, характеризующихся колебаниями либо повышением давления сетевой воды, значения которых выходят за пределы допустимых значений прочностных характеристик оборудования и сетей. Подобные процессы возможны в системах теплоснабжения невысокой мощности и протяженности, и могут иметь характер гидравлического удара.

Нарушения нормального гидравлического режима систем теплоснабжения имеют следующие технические причины:

- 1) аварийные отключения сетевых и подпиточных насосов котельных;
- 2) закрытие (открытие) регуляторов, запорной, предохранительной и обратной арматуры на источниках теплоснабжения, в тепловых сетях и в тепловых пунктах потребителей (причем разрывы коррозионно-ослабленных трубопроводов могут происходить даже в случае плановых переключений в тепловых схемах, при перепуске насосов, уменьшении или увеличении подпитки сети);
- 3) вскипание воды в котлах и оборудовании котельных;
- 4) разрывы магистральных сетевых трубопроводов.

В зависимости от инерционности системы трубопроводов и характеристик возмущения переходные гидравлические режимы можно подразделить на условно-стабильные и на гидравлические удары. Обе разновидности могут носить характер затухающего колебательного процесса.

Условно-стабильные режимы характеризуются монотонными нарушениями стационарного гидравлического режима, при которых скорость изменения (в т.ч. нарастания) давления невысока. Подобные режимы наиболее часто являются следствием операций с регулируемыми клапанами, закрытия или открытия арматуры с электроприводом.

Кроме того, системы теплоснабжения обладают следующей особенностью: существует значительный разброс допустимых давлений для оборудования и трубопроводов, установленных на котельных, тепловых сетях и системах теплопотребления. Например, системы теплопотребления, укомплектованные чугунными радиаторами, имеют допустимое давление 0,6 МПа и присоединены по зависимой схеме к тепловым сетям, имеющим допустимое давление 1,6 МПа.

Гидравлическим ударом называется явление, возникающее в трубопроводе при быстром изменении скорости движения жидкости. Гидравлический удар характеризуется мгновенными повышениями и понижениями давления, которые могут привести к разрушению трубопровода. Вероятность возникновения гидравлических ударов возрастает с увеличением мощности теплоисточников, увеличением диаметров и длины тепловых сетей, оснащения сети регуляторами, клапанами и задвижками.

Причинами возникновения гидравлических ударов являются:

1) внезапный останов насосов на теплоисточнике или насосной станции при прекращении подачи электроэнергии. Происходит волновой процесс, сопровождающийся уменьшением давления на нагнетательном коллекторе насосной установки и повышением давления на всасывающем коллекторе;

2) внезапное включение насосов;

3) включение в систему пиковых водогрейных котлов. В этом случае внезапное изменение расхода воды через котел может привести к резкому повышению температуры воды в котле, а затем ее вскипанию в сети с последующей конденсацией;

4) быстрое закрытие регулирующих клапанов и задвижек на теплоисточнике, насосных станциях и тепловой сети.

Волны гидравлического удара распространяются по системе со скоростью звука в воде и могут многократно повторяться, пока энергия удара не израсходуется на работу сил трения и деформацию трубопроводов или не будет погашена в специальных устройствах, ограничивающих распространение гидравлического удара. Наибольшую амплитуду изменения давления имеет обычно первая волна, которая и является наиболее опасной.

Для сортамента труб, применяемых в тепловых сетях, в диапазоне изменения диаметров от 0,05 до 1,0 м отношение изменяется от 20 до 90 и скорость звука в воде составляет от 1300 до 1050 м/с.

Отсутствие в составе систем теплоснабжения специализированных устройств защиты от названных выше явлений в значительной степени усугубляет аварийную ситуацию, приводит к цепному характеру ее распространения и серьезным последствиям для системы теплоснабжения, таким как:

1) повреждение тепломеханического оборудования источников теплоснабжения;

2) разрыв сетевых трубопроводов с затоплением помещений источников теплоснабжения, выводом из строя электрооборудования и потерей собственных нужд;

3) прекращение теплоснабжения объектов ЖКХ и социальной сферы, предприятий, влекущее серьезные социальные последствия и нанесение материального ущерба;

4) разрыв отопительных приборов внутренних систем теплопотребления с затоплением помещений.

Подобные инциденты могут сопровождаться травматизмом обслуживающего персонала теплоснабжающих организаций и третьих лиц.

Анализ защищенности систем теплоснабжения от резких скачков давления и гидравлических ударов

Нормативными документами, такими как: Приказ Минэнерго России от 04.10.2022 № 1070 "Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. № 757, от 12 июля 2018 г. № 548", Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 14 мая 2025 г. № 511 "Об утверждении Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок", а также СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» п. 8.18, 15.14 устанавливаются требования по защите трубопроводов и оборудования всех элементов систем централизованного теплоснабжения, в том числе тепловых сетей и систем теплопотребления, от повышения давления сетевой воды сверх допускаемых значений и гидравлических ударов.

Требования указанных нормативных документов обусловлены высокой вероятностью возникновения аварий, сопровождающихся повышениями давления сетевой воды и гидравлическими ударами, вызванными потерей или перерывом электроснабжения подкачивающих насосных станций (ПНС), групп сетевых и подпиточных насосов источников тепловой энергии, действием запорно-регулирующей арматуры, а также несанкционированными действиями персонала или посторонних лиц, приводящими к подобным аварийным ситуациям.

Обобщая вышеизложенное, можно сделать вывод: каждый элемент единой системы (источник тепла, тепловые сети, системы теплопотребления) должен быть оборудован

специальными устройствами защиты от недопустимого повышения (колебания; изменения) давления теплоносителя, обеспечивающими поддержание заданного давления на границах эксплуатационной ответственности субъектов теплоснабжения при внезапных изменениях гидравлического режима, вызванных оборудованием данного элемента системы теплоснабжения. То есть устройства защиты должны обеспечить поддержание давления в допустимых пределах для собственного оборудования независимо от источника возмущения и причин повышения давления.

Решение проблемы защиты от изменения давления должно носить комплексный характер и учитывать взаимовлияние средств автоматизации и защиты, установленных в различных точках единой системы централизованного теплоснабжения. Следует отметить, что наиболее опасными в части возможных последствий аварийные ситуации, как правило, обусловлены отключением под нагрузкой сетевых насосов источников тепловой энергии или подкачивающих насосов ПНС.

Обеспечение высокой степени надежности работы систем теплоснабжения и их защита от недопустимого изменения давления и гидравлических ударов может быть осуществлена за счет применения ряда специальных устройств:

1. Установка на насосных станциях противоударной перемычки между обратным и подающим трубопроводами с установкой на ней обратного клапана. При внезапной остановке насосов противоударная перемычка приводит к выравниванию давлений в трубопроводах и затуханию ударной волны. При запуске насосов из неподвижного состояния «на сеть» с открытыми задвижками на подающем и обратном коллекторах также возникает волновой процесс, сопровождающийся повышением давления (напора) на подающем коллекторе и снижением напора на обратном коллекторе насосной.

2. Установка устройств для сброса давлений: гидрозатворы переливы, быстродействующие сбросные клапаны, разрывные диафрагмы.

3. Применение устройств частотного регулирования для насосных установок. Частотные преобразователи позволяют уменьшить колебания давления на переходных режимах, не создавать резких волновых возмущений в период планового пуска или останова насоса.

4. Установка устройств, тормозящих волновой процесс. К ним относятся ресиверы (воздушные колпаки).

5. Установка устройств стабилизации давления. Такие устройства гасят пульсации давления незначительной амплитуды, чем повышают надежность системы, предотвращая преждевременное повреждение ветхих коррозионно-изношенных трубопроводов.

6. Использование быстродействующих клапанов (давление настройки до 1,0 МПа и высокая плотность в закрытом состоянии).

7. Использование мембранных предохранительных устройств (давление настройки 0,25 – 6 МПа, быстродействие – 3 м/сек).

8. Установка демпфирующих устройств для защиты чувствительных элементов манометров, регуляторов, датчиков, от воздействия гидроударов (быстродействие – 0,52 сек).

9. Применение тепловых схем с автоматической отсечкой потребителя при открытии сбросных устройств с небольшой выдержкой времени.

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

На территории Усть-Илимского округа не выявлены бесхозяйные тепловые сети.

В соответствии с пунктом 6 статьи 15 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» в случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или муниципального образования 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.

3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

Информация энергетических характеристик тепловых сетей на территории Усть-Илимского округа представлена в таблице.

Таблица 1.3.22.1

Энергетические характеристики тепловых сетей										
Наименование котельной	Диаметр, dy, мм	Норма плотности теплового потока q, ккал/м ² ·ч	Протяженность участка тепловой сети li, м	b	κ	κ·q·li, ккал/ч	За период	Удельный объем воды трубопровода i-го диаметра, Vi, м ³ /км	Vi li, м ³	Материальная Ха-рка участков
котельная «Гаражная» п. Бадарминск	38-159	26	5491	1,2	1,41	538902	4392	0,0032	27,01	1209,60
котельная «Школьная» п. Бадарминск										
котельная «Центральная» с. Ершово	150	51	565	1,2	1,41	71101	580	0,0158	8,94	169,50
	108	32,5	60	1,2	1,41	4812	39	0,0079	0,47	12,96
	82	29	10,5	1,2	1,41	751	6	0,0043	0,05	1,72
	72	26	20	1,2	1,41	1283	10	0,0032	0,06	2,88
	51	21	172	1,2	1,41	8913	73	0,0015	0,25	17,54
	50	21	80	1,2	1,41	4145	34	0,0014	0,11	8,00
	41	21	82	1,2	1,41	4249	35	0,0009	0,07	6,72
	39	19	8	1,2	1,41	375	3	0,0008	0,01	0,31
	32	19	33	1,2	1,41	1547	13	0,0005	0,02	1,06
КТВС, котельная № 4, котельная № 6, котельная № 3 р.п. Железнодорожный	-	32,5	20689	1,2	1,41	2199715	17929	0,0079	215,33	2962,44
электрокотельная п. Невон	108	32,5	16680	1,2	1,41	1337632	10902	0,0079	130,94	3602,88
электрокотельная с. Подъеланка котельная на твердом топливе с. Подъеланка	219	70	55	1,15	1,41	9500	74	0,0349	1,92	24,09
	219	70	300	1,15	1,41	51818	405	0,0349	10,48	131,40
	219	70	110	1,15	1,41	19000	148	0,0349	3,84	48,18
	219	70	84	1,15	1,41	14509	113	0,0349	2,94	36,79
	219	70	700	1,15	1,41	120908	944	0,0349	24,46	306,60
	159	57	85	1,15	1,41	11955	93	0,0179	1,52	27,03
	159	57	188	1,15	1,41	26442	207	0,0179	3,36	59,78
	125	36	140	1,2	1,41	12436	101	0,0107	1,50	35,00
	159	57	66	1,15	1,41	9283	73	0,0179	1,18	20,99
	133	44	30	1,2	1,41	3257	27	0,0123	0,37	7,98
	108	32,5	62	1,2	1,41	4972	41	0,0079	0,49	13,39
	89	32,5	177	1,2	1,41	14194	116	0,0052	0,91	31,51
	76	29	427	1,2	1,41	30555	249	0,0036	1,55	64,90
	57	23,5	527	1,2	1,41	30559	249	0,0019	0,99	60,08
	-	21	2961	1,2	1,41	153432	1251	0,0014	4,10	296,10
	Подводный	21	1995	1,2	1,41	103376	843	0,0014	2,76	199,50
котельная «Центральная» п. Седаново	219	70	1316	1,15	1,41	227306	1775	0,0349	45,99	576,41
	159	57	930	1,15	1,41	130802	1022	0,0179	16,65	295,74
	133	44	372	1,2	1,41	40388	329	0,0123	4,56	98,95
	108	32,5	912	1,2	1,41	73137	596	0,0079	7,16	196,99
	89	32,5	570	1,2	1,41	45710	373	0,0052	2,94	101,46
	76	29	660	1,2	1,41	47228	385	0,0036	2,40	100,32
	57	23,5	640	1,2	1,41	37111	302	0,0019	1,21	72,96
	45	21	610	1,2	1,41	31609	258	0,0011	0,69	54,90
котельная «Центральная» п. Тубинский	32	19	900	1,2	1,41	42194	344	0,0005	0,44	57,60
	257	75	529	1,15	1,41	97898	765	0,0487	25,75	271,91
	211	63,5	2637	1,15	1,41	413182	3227	0,0323	85,30	1112,81
	150	51	963	1,2	1,41	121186	988	0,0158	15,24	288,90
	125	36	154	1,2	1,41	13680	111	0,0107	1,65	38,50

	108	32,5	2695	1,2	1,41	216122	1761	0,0079	21,16	582,12
	82	29	1018	1,2	1,41	72846	594	0,0043	4,38	166,95
	72	26	2158	1,2	1,41	138446	1128	0,0032	6,94	310,75
	69	29	100	1,2	1,41	7156	58	0,0029	0,29	13,80
	51	21	1075	1,2	1,41	55704	454	0,0015	1,56	109,65
	32	19	1790	1,2	1,41	83920	684	0,0005	0,88	114,56
	25	16,5	60	1,2	1,41	2443	20	0,0003	0,02	3,00
котельная п. Эдучанка	159	57	550	1,15	1,41	77356	604	0,0179	9,84	174,90
	108	32,5	220	1,2	1,41	17643	144	0,0079	1,73	47,52
	159	57	530	1,15	1,41	74543	582	0,0179	9,49	168,54
	108	32,5	15	1,2	1,41	1203	10	0,0079	0,12	3,24

4. Зоны действия источников тепловой энергии

Генеральным планом предусмотрены следующие зоны:

- 1) жилые;
- 2) общественно-деловые;
- 3) производственные;
- 4) рекреационные;
- 5) зоны инженерной и транспортной инфраструктуры.

Центральное теплоснабжение охватывает следующие зоны муниципального образования:

- 1) жилые;
- 2) общественно-деловые;

В состав жилых зон входят территории, функционально используемые для постоянного и временного проживания населения, включающие жилую и общественную застройку.

Жилая зона включает в себя кварталы разноэтажной секционной застройки с объектами культурно-бытового и коммунального обслуживания, с небольшими производственными предприятиями, не имеющими зон вредности.

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

На территории Усть-Илимского округа функционирует 13 котельных:

- 1) котельная «Гаражная» п. Бадарминск
- 2) котельная «Школьная» п. Бадарминск
- 3) КТВС, р.п. Железнодорожный
- 4) котельная № 4, р.п. Железнодорожный
- 5) котельная № 6, р.п. Железнодорожный
- 6) котельная № 3, р.п. Железнодорожный
- 7) котельная «Центральная» с. Ершово
- 8) электрокотельная п. Невон
- 9) электрокотельная с. Подъяланка
- 10) котельная на твердом топливе с. Подъяланка
- 11) котельная «Центральная» п. Седаново
- 12) котельная «Центральная» п. Тубинский
- 13) котельная п. Эдучанка

Обеспечивают тепловой энергией административные здания и население.

Часть жилой застройки и часть общественно-административной застройки села снабжается теплом от индивидуальных котлов, либо имеется печное отопление.

5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

В соответствии с подпунктами «ж» и «з» пунктом 2 Требований к схемам теплоснабжения, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154:

Элемент территориального деления - территория поселения, муниципального образования или её часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;

Расчетный элемент территориального деления - территория поселения, муниципального образования или её часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

В соответствии с подпунктом «к» пунктом 2 Требований к схемам теплоснабжения, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154:

Расчетная тепловая нагрузка - тепловая нагрузка, определяемая на основе данных о фактическом отпуске тепловой энергии за полный отопительный период, предшествующий началу разработки схемы теплоснабжения, приведенная в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения к расчетной температуре наружного воздуха.

Значения договорных нагрузок на коллекторах (сумма договорных нагрузок и утвержденных значений потерь мощности в тепловых сетях) превышают расчетную тепловую нагрузку на коллекторах.

Порядок определения баланса по расчетной используемой мощности, определен требованиями действующего законодательства (приказ Министерства регионального развития РФ от 28.12.2009 № 610 «Об утверждении правил установления и изменения (пересмотра) тепловых нагрузок») и соответствует фактическим данным, получаемым от источников тепловой энергии с отклонением не более 3% (допустимый параметр отклонений, обусловлен нормируемым диапазоном изменения тепловой нагрузки, допускаемым требованиями ПТЭ электрических станций и тепловых сетей, а также Правилами эксплуатации тепловых энергоустановок). Соответственно, расчет эффективного сценария, базирующегося на потребности в мощности, определяемой на основании фактически используемой тепловой нагрузки (невыборка заявленной мощности), предусматривает определение потребности в каждой точке поставки, с последующей ежегодной актуализацией всего реестра, проводимой в соответствии с требованиями вышеуказанных «Правил». По зонам теплоснабжения в границах эксплуатационной ответственности ТСО, указанный бизнес-процесс закреплён на уровне действующих условий договоров теплоснабжения.

Значения расчетных тепловых нагрузок, соответствующих величине потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии, представлены в таблице.

Таблица 1.5.2.1

Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии за 2024 год

Наименование котельной	Наименование объекта, адресная привязка	Система теплоснабжения (Закрытая \открытая)	Строительная площадь, м²	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	
				Отопление, вентиляция	ГВС

5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

В силу требований пункта 15 статьи 14 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения.

Собственник жилого помещения осуществляет права владения, пользования и распоряжения принадлежащим ему на праве собственности жилым помещением в соответствии с его назначением и пределами его пользования, которые установлены ЖК РФ. Переустройство отопления квартиры с центрального на индивидуальное является переустройством квартиры и должно производиться с соблюдением требований законодательства, по согласованию с органом

местного самоуправления на основании, принятого им решения, в то время как Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» введен запрет на переход на индивидуальное отопление в квартирах многоквартирного дома.

Таким образом, проект переустройства должен соответствовать строительным нормам и правилам проектирования, быть согласованным с теплоснабжающей организацией, а также наличие возможности в схеме теплоснабжения перехода на индивидуальный источник отопления для того, чтобы получить согласование органа местного самоуправления. При отсутствии вышеуказанных критериев, переустройство жилого помещения будут признано незаконным. Запрет установлен в целях сохранения теплового баланса всего жилого здания, поскольку при переходе на индивидуальное теплоснабжение хотя бы одной квартиры в многоквартирном доме происходит снижение температуры в примыкающих помещениях, нарушается гидравлический режим во внутридомовой системе теплоснабжения (Апелляционное определение Апелляционной коллегии ВС РФ от 27.08.2015 № АПЛ15-330). Учитывая изложенное, в многоквартирных жилых домах, подключенных к центральной системе теплоснабжения, перевод отдельных помещений на индивидуальное отопление допускается лишь при наличии схемы теплоснабжения, предусматривающей такую возможность.

5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

Значения потребления тепловой энергии, в разрезе расчетных элементов территориального деления муниципального образования, рассчитаны исходя из суммарных договорных нагрузок потребителей на нужды отопление, вентиляции и горячего водоснабжения по административным районам. Месячное потребление тепловой энергии рассчитано по фактической среднемесячной температуре наружного воздуха.

Среднемесячные фактические температуры наружного воздуха представлены в таблице.

Таблица 1.5.4.1

Среднемесячные фактические температуры наружного воздуха

Показатель	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.
Абсолютный максимум, °С	-20	-15	-7	1	12	20	23	20	11	1	-11	-18
Средняя температура, °С	-24	-19	-11	-3	7	15	18	15	7	-2	-14	-22
Абсолютный минимум, °С	-27	-24	-16	-7	2	10	13	10	3	-6	-18	-26

Месячное потребление тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции рассчитано по формуле:

$$Q_{\text{тек}} = (Q_{\text{max}}(20 - t_{\text{нв}}) / 55) * 24 \text{ часа} * \text{кол. дней},$$

где

$Q_{\text{тек}}$ – месячное потребление тепловой энергии, Гкал;

Q_{max} – договорная тепловая нагрузка (отопления) при расчетной температуре расчетного воздуха;

$t_{\text{нв}}$ – среднемесячная фактическая температура наружного воздуха.

Таблица 1.5.4.2

Объемы потребления тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Потери мощность и в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Потери, Гкал	Расход на собственные нужды, Гкал	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал
1	котельная «Гаражная» п. Бадарминск	3,900	0,047	0,468	285,38	3,14	3342,89
2	котельная «Школьная» п. Бадарминск	3,000	0,043	0,428	261,10	3,42	2122,67
3	котельная «Центральная» с. Ершово	5,4	0,020	0,600	121,44	2,53	1480,00

4	КТВС, р.п. Железнодорожный	23,0	1,715	9,432	10 414,09	58,19	н/д
5	котельная № 4, р.п. Железнодорожный	6,42	0,748	1,915	4 539,43	13,8897	н/д
6	котельная № 6, р.п. Железнодорожный	4,18	0,246	0,873	1 491,89	5,8443	н/д
7	котельная № 3, р.п. Железнодорожный	2,18	0,058	0,538	349,14	2,8589	н/д
8	электростанция п. Невон	20,8	0,500	10,400	3 036,00	50,6	18801,60
9	Электростанция с. Подъяеланка	12,55	0,090	1,283	546,48	5,06	5707,00
10	котельная на твердом топливе с. Подъяеланка	3,87	0,090	1,283	546,48	5,06	
11	котельная «Центральная» п. Седаново	8,38	0,090	1,460	546,48	7,59	5860,00
12	котельная «Центральная» п. Тубинский	8,0	3,020	4,560	7 334,98	78,4	17991,03
13	котельная п. Эдучанка	2,0	0,053	0,230	321,82	3,16	3387,00

Здесь следует отметить, что указанный баланс потребления сформирован на основании заявленной потребителями тепловой энергии, договорной мощности теплоиспользующего оборудования. В связи с различием заявленного и фактического использования мощности, указанный баланс:

1) является вариантом, использования теплоэнергоресурсов в объемах мощности, на которую потребитель получил право пользования, установленного условиями договоров теплоснабжения, заключенных в установленном действующим законодательством порядке и определяется как инерционный вариант развития схем теплоснабжения, предусматривающим ограниченное использование мощности (по факту юридического удержания неиспользуемых объемов, в отсутствие двухставочных тарифов и договоров на резервирование мощности);

2) подлежит корректировке при формировании реальных балансов, цель которых:

3) минимизация капитальных затрат в сетевые активы и оборудования источников тепловой энергии, направленных на увеличение мощности (пропускной способности);

4) минимизация стоимости подключений объектов нового строительства к системам тепловой инфраструктуры;

5) безусловное исполнение условий действующего законодательства, по реализации установленного приоритета комбинированной выработки, за счет существующего потенциала установленной мощности существующих источников работающих в комбинированном цикле, при условии эффективности производимых в узел инвестиций (затраты на комплексный перевод нагрузки потребителей в зону покрытия источника, осуществляющего комбинированную выработку не должны превышать затрат на реконструкцию/строительство существующих источников с переводом работы в комбинированный цикл;

6) обязательный учет исполнения условий Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», в части планирования снижения нагрузки существующих потребительских систем во всех расчетных сроках за счет реализации программ повышения энергетической эффективности в потребительском секторе.

Соответственно комплекс технических решений, учитываемый в схеме теплоснабжения, предусматривает, все вышеуказанные факторы в балансе мощности, определяемые рамками эффективного сценария.

5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

В соответствии с Правилами установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306, которые определяют порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг (холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение, отопление), нормативы потребления коммунальных услуг утверждаются органами государственной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными в порядке, предусмотренном нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации. При

определении нормативов потребления коммунальных услуг учитываются следующие конструктивные и технические параметры многоквартирного дома или жилого дома:

1) в отношении горячего водоснабжения - этажность, износ внутридомовых инженерных систем, вид системы теплоснабжения (закрытая, открытая);

2) в отношении отопления - материал стен, крыши, объем жилых помещений, площадь ограждающих конструкций и окон, износ внутридомовых инженерных систем.

В качестве параметров, характеризующих степень благоустройства многоквартирного дома или жилого дома, применяются показатели, установленные техническими и иными требованиями в соответствии с нормативными правовыми актами Российской Федерации.

При выборе единицы измерения нормативов потребления коммунальных услуг используются следующие показатели:

В отношении горячего водоснабжения:

1) в жилых помещениях - куб. метр на 1 человека;

2) на общедомовые нужды - куб. метр на 1 кв. метр общей площади помещений, входящих в состав общего имущества в многоквартирном доме.

в отношении отопления:

3) в жилых помещениях - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме или жилого дома;

4) на общедомовые нужды - Гкал на 1 кв. метр общей площади всех помещений в многоквартирном доме.

Согласно приказу Министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 17.11.2020 № 58-38-мпр «Об установлении и утверждении отдельных нормативов потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области», нормативы потребления указаны в таблицах.

Таблица 1.5.5.1

Об установлении и утверждении отдельных нормативов потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области

(многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно)

№ п/п	Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Категория многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
			Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные жилые дома со стенами из панелей, блоков	Многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
		Этажность	Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно		
1	2	3	4	5	6
26	Муниципальное образование город Усть-Илимск, Усть-Илимский муниципальный округ	1	0,0458	0,0458	0,0458
		2	0,0433	0,0433	0,0433
		3-4	0,0302	0,0302	0,0302
		5-9	0,0270	0,0270	0,0270
		12	0,0257	0,0257	0,0257
		14 и более	0,0279	0,0279	0,0279

Таблица 1.5.5.2

Об установлении и утверждении отдельных нормативов потребления коммунальных услуг на территории
Иркутской области
(многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки)

№ п/п	Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Категория многоквар тирного (жилого) дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
			Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные жилые дома со стенами из панелей, блоков	Многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
		Этажность	Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
1	2	3	4	5	6
26	Муниципальное образование город Усть-Илимск, Усть-Илимский муниципальный округ	1	0,0216	0,0216	0,0216
		2	0,0181	0,0181	0,0181
		3	0,0198	0,0198	0,0198
		4-5	0,0171	0,0171	0,0171
		6-7	0,0172	0,0172	0,0172
		8	0,0165	0,0165	0,0165
		9	0,0165	0,0165	0,0165
		10	0,0160	0,0160	0,0160
		11	0,0160	0,0160	0,0160
		12 и более	0,0155	0,0155	0,0155

5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии

Значения договорных тепловых нагрузок, соответствующих величине потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия котельных, соответствуют фактическим.

6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

6.1. Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки составляются в соответствии с пунктом 8 Требований к схемам теплоснабжения, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154.

В таблице представлены существующие балансы тепловой мощности в соответствии с приложением № 6 Методических рекомендаций по разработке Схем теплоснабжения, утвержденных приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212.

Таблица 1.6.1.1

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

Источник централизованного теплоснабжения	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, %	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, Гкал/ч	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, %
2024 год										
котельная «Гаражная» п. Бадарминск	3,90	3,12	0,0124	3,108	10,04 %	0,04700	0,468	0,515	2,64	67,68%
котельная «Школьная» п. Бадарминск	3,00	1,60	0,0135	1,587	10,05 %	0,043	0,428	0,471	1,16	57,93%
котельная «Центральная» с. Ершово	5,4	2,85	0,0100	2,840	3,33 %	0,020	0,600	0,620	2,24	62,22%
КТВС	23,0	23	0,2300	22,770	18,18 %	1,71510	9,432	11,147	13,34	57,99%
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	6,42	6,00	0,0549	5,945	39,04 %	0,748	1,915	2,663	4,03	67,17%
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	4,18	4	0,0231	3,977	28,16 %	0,2457	0,873	1,118	3,10	77,61%
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	2,18	2,25	0,0113	2,239	10,69 %	0,058	0,538	0,595	1,70	75,59%
Электрокотельная п. Невон	20,8	20,8	0,2000	20,600	4,81 %	0,500	10,400	10,900	10,20	49,04%
Электрокотельная с. Подъеланка	12,55	20,80	0,0200	20,780	7,01 %	0,09	1,283	1,373	19,50	93,74%
котельная на твердом топливе с. Подъеланка	3,87	3,86	0,0200	3,840	7,01 %	0,09	1,283	1,373	2,56	66,24%
котельная «Центральная» п. Седаново	8,38	5,8	0,0300	5,770	6,16 %	0,090	1,46	1,550	4,31	74,31%
котельная «Центральная» п. Тубинский	8,00	7,75	0,3100	7,440	66,23 %	3,020	4,56	7,580	2,88	36,00%
котельная п. Эдучанка	2,00	2,00	0,0125	2,148	23,04 %	0,053	0,23	0,283	1,92	76,70%

6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения

Величина резерва и дефицита тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии представлена в таблице 1.6.1.1.

Целью составления балансов установленной, располагаемой тепловой мощности, тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки является определение резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.

На данный момент на источниках тепловой энергии дефицита тепловой мощности не имеется.

6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю

Утвержденные гидравлические режимы, с разработкой пьезометрических графиков и расчетом необходимого напора от источников до наиболее удаленных потребителей ТСО представлены в Главе 3.

Гидравлические режимы тепловых сетей обусловлены качественным способом регулирования и неизменны на протяжении отопительного периода.

Данные выводы относятся ко всем теплотрассам.

1) Давление в отдельных точках системы не превышает пределы прочности, следовательно, нет необходимости предусматривать подключение отдельных потребителей по независимой схеме или деление тепловых сетей на зоны с выбором для каждой зоны своей линии статического напора.

2) Так как профиль трассы практически ровный, требование заполнения верхних точек систем теплоснабжения, не превышая допустимые давления, выполняется.

3) Напор в любой точке тепловой сети определяется величиной отрезка между данной точкой и линией пьезометрического графика подающей или обратной магистрали.

4) Напоры на входе сетевых насосов и на выходе из источника теплоты, удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к гидравлическому режиму.

5) Так как тепловые сети не большой протяженности и профиль теплотрассы не сложный, для обеспечения требований гидравлического режима, установка подкачивающих насосных и дроссельных станций на подающем и обратном трубопроводах не требуется.

Рекомендации по выполнению мероприятий на тепловых сетях.

Для согласованной работы всех теплоснабжателей и контроля параметров теплоносителя на отдельно взятом объекте, рекомендуем:

1) промыть систему отопления каждого здания и сооружения включая отопительные приборы;

2) для контроля и регулирования входных и выходных параметров теплоносителя на вводе в здания и сооружения установить контрольно-измерительные приборы прямого действия (манометры, термометры):

а) на подающем и обратном трубопроводе каждого здания или сооружения;

б) на подающем трубопроводе после запорной арматуры и на обратном трубопроводе до запорной арматуры каждого ответвления по ходу теплоносителя при наличии распределительных коллекторов;

3) система приготовления горячего водоснабжения должна иметь регулирующую арматуру и не оказывать разрегулирующего воздействия на систему отопления здания или сооружения;

4) имеющиеся в зданиях и сооружениях индивидуальные тепловые пункты и потребители тепловой энергии, имеющие автоматическое регулирование должны быть настроены в соответствии с теплоснабжением здания или сооружения;

5) для обеспечения надёжной и бесперебойной работы внутренней системы отопления, включая отопительные приборы установить на подающем и обратном трубопроводе каждого здания или сооружения фильтры механической очистки теплоносителя. Предусмотреть запорную арматуру, позволяющую легко провести обслуживание фильтров;

6) для исключения перерасхода тепловой и электрической энергии, а также топлива котельной установить узлы учёта потребляемого тепла на каждом здании и сооружении;

7) на выходе теплоносителя из здания или сооружения установить регулирующую арматуру (балансировочный клапан), для установления номинального расхода теплоносителя применительно к каждому объекту;

8) для снижения потребления тепловой энергии без ухудшения качества отопления рекомендуем установить индивидуальные тепловые пункты с автоматическим регулированием на каждом здании или сооружении, что позволяет:

а) регулировать температуру теплоносителя, а, следовательно, и температуру внутри помещений в прямой зависимости от температуры наружного воздуха;

б) поддерживать температуру теплоносителя в обратном трубопроводе индивидуального теплового пункта (сетевой воды возвращаемую на котельные) на одном и том же уровне в течение длительного времени.

6.4. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

На источниках теплоснабжения не выявлены дефициты тепловой мощности.

Под дефицитом тепловой энергии понимается технологическая невозможность обеспечения тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, объема поддерживаемой резервной мощности и подключаемой тепловой нагрузки.

Объективным фактором является то, что распределение объектов теплоэнергетики по территории муниципального образования не может быть равномерным по причине разной плотности размещения потребителей тепловой энергии.

Как правило, основными причинами возникновения дефицита и снижения качества теплоснабжения являются отказ теплоснабжающих организаций от выполнения инвестиционных обязательств, приводящих к снижению резервов мощности и роста объемов теплопотребления.

В будущем, чтобы избежать нарастания дефицита мощности необходимо поддерживать баланс между нагрузками вновь вводимых объектов потребления тепловой энергии и располагаемыми мощностями источников систем теплоснабжения.

6.5. Описание резервов тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

На источниках теплоснабжения не выявлены дефициты тепловой мощности. Необходимость в расширении технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности в зоны действия с дефицитами тепловой мощности отсутствует.

7. Балансы теплоносителя

7.1. Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

Подпиточной водой и теплоносителем тепловых сетей является вода из системы хозяйственного водоснабжения Усть-Илимского округа.

В Усть-Илимском округе от

1) МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский

2) МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново

3) ООО «Невонские Теплосети»- п. Невон, запроектирована и действует открытая система теплоснабжения, в которой предусматривается использование сетевой воды потребителями для нужд горячего водоснабжения.

В системе центрального теплоснабжения возможны утечки сетевой воды из тепловых сетей, в системах теплопотребления через неплотности соединений и уплотнений трубопроводной арматуры, насосов. Потери компенсируются на источниках подпиточной водой, которая идет на восполнение утечек теплоносителя.

Система ХВО используется для подпитки тепловой сети и на хозяйственные нужды. В аварийном режиме работы подпитка тепловых сетей осуществляется напрямую из водопровода.

Проектная производительность водоподготовительных установок превосходит существующую потребность, что позволяет наращивать теплопотребление без существенных вложений в водоподготовку.

Подготовка теплоносителя для подпитки тепловых сетей организована с применением водоподготовительных установок. Водоподготовка на всех котельных предполагает использование воды из водопровода в качестве исходной.

Проектная производительность водоподготовительных установок превосходит существующую потребность, что позволяет наращивать теплопотребление без существенных вложений в водоподготовку.

Подготовка теплоносителя для подпитки тепловых сетей организована с применением водоподготовительных установок. Водоподготовка на всех котельных предполагает использование воды из водопровода в качестве исходной.

На ряде не автоматизированных котельных используется вакуумная деаэрация, позволяющая произвести более глубокую очистку теплоносителя от кислорода и других газовых факторов коррозии трубопроводов. На автоматизированных котельных и котельных малой мощности деаэрация не используется. В теплоснабжающих организациях имеется опыт использования комплексонов с целью повышения эффективности водно-химического режима.

Расчет производительности водоподготовительных установок котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия выполнен согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Максимальная производительность водоподготовительных установок для тепловых сетей рассчитывается из компенсации возможных потерь теплоносителя с утечками через неплотности, дренажи и исполнительные механизмы и плановыми сбросами с воздушников.

Согласно пункту 6.16 базовой версии СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

1) в закрытых системах теплоснабжения – 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

2) в открытых системах теплоснабжения – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5% объема воды в этих трубопроводах».

3) для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения, при наличии баков аккумуляторов, по расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2, а при отсутствии баков аккумуляторов по максимальному расходу воды на горячее водоснабжении. В обоих случаях плюс 0,75% фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий;

$$G_{nod} = 1,2 G_{ГВС_{ср}} + 0,0075 (V_{мс} + V_{от} + V_{вент} + V_{ГВС}), \text{ м}^3/\text{ч};$$

где:

$V_{мс}$, $V_{от}$, $V_{вент}$, $V_{ГВС}$ - объем теплоносителя в трубопроводах в тепловых сетях, системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей.

Согласно МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», утвержденной заместителем председателя Госстроя России 12.08.2003:

1) емкость трубопроводов тепловых сетей определяется в зависимости от их удельного объема и длины согласно пункту 4.1.9. по формуле:

$$V_{mc} = \sum_{i=1}^n v_{di} l_{di}$$

где:

v_{di} - удельный объем i -го участка трубопроводов определенного диаметра, $\text{м}^3/\text{км}$;

l_{di} - длина i -го участка трубопроводов, км .

2) емкость систем теплоснабжения зависит от их вида и определяется согласно пункту 4.1.10. по формуле:

$$V_{cmi} = \sum_{i=1}^n v Q_{0\max}$$

где:

$Q_{0\max}$ – расчетное значение часовой тепловой нагрузки здания, Гкал/ч ;

v – удельный объем системы теплоснабжения, $\text{м}^3/\text{Гкал}$;

n - количество систем теплоснабжения, оснащенных одним видом нагревательных приборов.

При отсутствии информации о типе нагревательных приборов, которыми оснащены системы теплоснабжения (отопления, приточной вентиляции), допустимо принимать значение удельного объема для систем в размере $30 \text{ м}^3/\text{Гкал}$. Ёмкость местных систем горячего водоснабжения в открытых системах теплоснабжения можно определять при $v=6 \text{ м}^3/\text{Гкал}$ средней часовой тепловой нагрузки.

В соответствии с актуализированной редакцией СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» при отсутствии данных по фактическим объемам воды допускается принимать его равным 65 м^3 на 1 МВт расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м^3 на 1 МВт – открытой системе и 30 м^3 на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения.

Потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают в себя технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с утечкой.

К технологическим потерям, как необходимым для обеспечения нормальных режимов работы систем теплоснабжения, относятся количество воды на пусковое заполнение трубопроводов теплосети после проведения планового ремонта и подключения новых участков сети и потребителей, проведение плановых эксплуатационных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей и другие регламентные работы, промывку и дезинфекцию.

К потерям сетевой воды с утечкой относятся технически неизбежные в процессе передачи, распределения и потребления тепловой энергии потери сетевой воды с утечкой.

Расчетные потери сетевой воды связанные, с пуском тепловых сетей в эксплуатацию после планового ремонта и подключения новых сетей после монтажа на период регулирования, определяются в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей. Неизбежные потери при проведении плановых эксплуатационных испытаний и других регламентных работ на тепловых сетях составляют 0,5-кратного объема сетей.

Среднегодовая норма утечки теплоносителя ($\text{м}^3/\text{ч}$) 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).

Ввиду отсутствия в теплоснабжающих организациях учета фактических потерь сетевой воды, сравнительный анализ нормативных и фактических потерь теплоносителя источников тепловой энергии не выполнялся

В Усть-Илимском муниципальном округе в качестве теплоносителя для передачи тепловой энергии от источника до потребителей используется горячая вода. Для поддержания безопасности теплоносителя для населения, на некоторых источниках теплоснабжения Усть-Илимского муниципального округа используются хим-водоподготовка внутреннего и наружного контура. Для поддержания качества воды в системе при капитальном ремонте тепловых сетей применяются (по возможности) стальные трубопроводы и трубопроводы из ППУ.

В соответствии с СП аварийная подпитка тепловых сетей от источников в количестве 2 % от объема воды в тепловых сетях и присоединенных к ним систем теплопотребления может осуществляться химически не обработанной и недеаэрированной водой.

В системе централизованного теплоснабжения осуществляет деятельность 13 котельных. С целью предотвратить образование минеральных отложений на внутренней поверхности котлов, теплообменников и трубопроводов котельная любая котельная должна быть оснащена системой ХВП.

В случае отсутствия ХВП минеральные отложения приводят к значительным потерям мощности котлов, а в некоторых случаях могут полностью заблокировать работу котельной из-за закупоривания внутренней конструкции водогрейного оборудования или образования очаговой коррозии.

Водно-химический режим должен обеспечивать работу водогрейных котлов и систем теплоснабжения без повреждений их внутренних поверхностей вследствие коррозии металла, отложений накипи и шлама.

Таблица 1.7.1.1

Расчетные потери теплоносителя, м³ (без учета ГВС)

Наименование котельной	Диаметр трубопровода, d_v , мм	Удельный объем воды трубопровода i -го диаметра, V_i , м ³ /км	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	$V_i l_i$, м ³
котельная «Гаражная» п. Бадарминск	38-159	0,0032	5491	27,01
котельная «Школьная» п. Бадарминск				
котельная «Центральная» с. Ершово	150	0,0158	565	8,94
	108	0,0079	60	0,47
	82	0,0043	10,5	0,05
	72	0,0032	20	0,06
	51	0,0015	172	0,25
	50	0,0014	80	0,11
	41	0,0009	82	0,07
	39	0,0008	8	0,01
	32	0,0005	33	0,02
КТВС, котельная № 4, котельная № 6, котельная № 3 р.п. Железнодорожный	-	0,0079	20689	215,33
электрокотельная п. Невон	108	0,0079	16680	130,94
электрокотельная с. Подъеланка котельная на твердом топливе с. Подъеланка	219	0,0349	55	1,92
	219	0,0349	300	10,48
	219	0,0349	110	3,84
	219	0,0349	84	2,94
	219	0,0349	700	24,46
	159	0,0179	85	1,52
	159	0,0179	188	3,36
	125	0,0107	140	1,50
	159	0,0179	66	1,18
	133	0,0123	30	0,37
	108	0,0079	62	0,49
	89	0,0052	177	0,91
	76	0,0036	427	1,55
	57	0,0019	527	0,99
	-	0,0014	2961	4,10
	Подводы к	0,0014	1995	2,76
котельная «Центральная» п. Седаново	219	0,0349	1316	45,99
	159	0,0179	930	16,65
	133	0,0123	372	4,56
	108	0,0079	912	7,16
	89	0,0052	570	2,94
	76	0,0036	660	2,40
	57	0,0019	640	1,21
	45	0,0011	610	0,69
	32	0,0005	900	0,44
котельная «Центральная» п. Тубинский	257	0,0487	529	25,75
	211	0,0323	2637	85,30
	150	0,0158	963	15,24
	125	0,0107	154	1,65
	108	0,0079	2695	21,16
	82	0,0043	1018	4,38

Наименование котельной	Диаметр трубопровода, d_y , мм	Удельный объем воды трубопровода i -го диаметра, V_i , м ³ /км	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	$V_i l_i$, м ³
	72	0,0032	2158	6,94
	69	0,0029	100	0,29
	51	0,0015	1075	1,56
	32	0,0005	1790	0,88
	25	0,0003	60	0,02
котельная п. Эдучанка	159	0,0179	550	9,84
	108	0,0079	220	1,73
	159	0,0179	530	9,49
	108	0,0079	15	0,12

Потери теплоносителя в СЦТ объясняется несанкционированным отбором теплоносителя из системы отопления и потерями теплоносителя через неплотности запорно-регулирующей арматуры, фланцевых соединений и т.д. Восполнение теплоносителя в тепловой сети осуществляется с помощью подпиточных насосов. В связи с отсутствием приборного учета на источниках теплоснабжения объем теряемого теплоносителя определяется расчетным способом, в зависимости от объема системы, величина нормативной утечки теплоносителя принимается равной как для систем транспорта тепловой энергии (теплосети), так и для систем теплопотребления абонентов и составляет 0,25 % от объема системы.

7.2. Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

Нормируемые часовые среднегодовые тепловые потери через изоляцию трубопроводов тепловых сетей определяются по всем участкам тепловой сети с учетом результатов тепловых испытаний с введением поправочных коэффициентов K на удельные проектные тепловые потери в тепловых сетях (при среднегодовых условиях).

Нормируемые месячные часовые потери определяются исходя из ожидаемых условий работы тепловой сети путем пересчета нормативных среднегодовых тепловых потерь на их ожидаемые среднемесячные значения отдельно для участков подземной и надземной прокладки. Нормируемые годовые потери планируются суммированием тепловых потерь по всем участкам, определенных с учетом нормируемых месячных часовых потерь тепловых сетей и времени работы сетей.

Фактические годовые потери тепловой энергии через тепловую изоляцию определяются путем суммирования фактических тепловых потерь по участкам тепловых сетей с учетом пересчета нормативных часовых среднегодовых тепловых потерь на их фактические среднемесячные значения для участков надземной прокладки применительно к фактическим среднемесячным условиям работы тепловых сетей:

- 1) фактических среднемесячных температур воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенных по эксплуатационному температурному графику при фактической среднемесячной температуре наружного воздуха;
- 2) среднегодовой температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенной как среднеарифметическое из фактических среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь год работы сети;
- 3) среднемесячной и среднегодовой температуре грунта на глубине заложения теплопроводов;
- 4) фактической среднемесячной и среднегодовой температуре наружного воздуха за год.

Таблица 1.7.2.1

Расчетный баланс теплоносителя (без учета ГВС)

Источник централизованного теплоснабжения	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Объем теплоносителя в системе теплоснабжения, м ³	Нормируемая утечка теплоносителя, тыс. м ³ /год	Производительность установки водоподготовки, м ³ /час
2024 год				
котельная «Гаражная» п. Бадарминск	0,515	24,07	0,06018	0,13239
котельная «Школьная» п. Бадарминск	0,47	13,52	0,03380	0,07436

Источник централизованного теплоснабжения	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Объем теплоносителя в системе теплоснабжения, м3	Нормируемая утечка теплоносителя, тыс. м3/год	Производительность установки водоподготовки, м3/час
котельная «Центральная» с. Ершово	0,62	21,10	0,05275	0,11605
КТВС, р.п. Железнодорожный	11,147	430,87	1,07717	2,36978
котельная № 4 р.п. Железнодорожный	2,663			
котельная № 6 р.п. Железнодорожный	1,118			
котельная № 3 р.п. Железнодорожный	0,595			
электростанция п. Невон	10,90	278,84	0,69710	1,53362
электростанция с. Подъяланка	2,75	335,85	0,83963	1,84718
котельная на твердом топливе с. Подъяланка				
котельная «Центральная» п. Седаново	1,55	365,69	0,91423	2,01130
котельная «Центральная» п. Тубинский	7,58	181,40	0,45350	0,99770
котельная п. Эдучанка	0,28	20,90	0,05225	0,11495

В соответствии со СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (пункт 6.17) аварийная подпитка в количестве 2 % от объема воды в тепловых сетях и присоединенным к ним системам теплоснабжения осуществляется химически не обработанной и неаэрированной водой.

Таблица 1.7.2.2

Расчетный объем теплоносителя необходимый для подпитки сети в аварийном режиме (без учета ГВС)

Показатель	Объем теплоносителя в системе теплоснабжения, м3	Аварийная подпитка химически не обработанной и неаэрированной воды, м3/час
2024 год		
котельная Гаражная" п. Бадарминск	24,07	0,4814
котельная "Школьная" п. Бадарминск	13,52	0,2704
котельная "Центральная" с. Ершово	21,10	0,4220
котельная "Центральная", р.п. Железнодорожный	430,87	8,6174
котельная №4, р.п. Железнодорожный		
котельная №6, р.п. Железнодорожный		
котельная №3, р.п. Железнодорожный		
электростанция п. Невон	278,84	5,5768
электростанция с. Подъяланка	335,85	6,7170
котельная на твердом топливе с. Подъяланка		
котельная "Центральная" п. Седаново	365,69	7,3138
котельная "Центральная" п. Тубинский	181,40	3,6280
котельная п. Эдучанка	20,90	0,4180

Производительности сетевых и подпиточных насосов достаточно для обеспечения работы системы теплоснабжения.

8. Топливные баки источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива

В качестве основного топлива на котельных Усть-Илимского муниципального округа используются дрова, электроэнергия, щепа, уголь бурый.

Топливо поставляется в полном объеме весь отопительный период.

Таблица 1.8.1.1

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения котельная «Гаражная», п. Бадарминск

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
Котельная "Гаражная", п. Бадарминск			
Вид топлива	Дрова	-	
Марка топлива	н/д	-	
Поставщик топлива	н/д	-	
Способ доставки на котельную	автотранспортом	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	н/д	-	
Периодичность поставки	н/д	-	

Таблица 1.8.1.2

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения котельная «Школьная», п. Бадарминск

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
Котельная "Школьная", п. Бадарминск			
Вид топлива	Дрова	-	
Марка топлива	н/д	-	
Поставщик топлива	н/д	-	
Способ доставки на котельную	автотранспортом	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	н/д	-	
Периодичность поставки	н/д	-	

Таблица 1.8.1.3

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения, котельная «Центральная» с. Ершово

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
Котельная "Центральная" с. Ершово			
Вид топлива	Дрова	-	
Марка топлива	н/д	-	
Поставщик топлива	н/д	-	
Способ доставки на котельную	автотранспортом	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	н/д	-	
Периодичность поставки	н/д	-	

Таблица 1.8.1.4

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения, электрокотельная п. Невон

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
Электрокотельная п. Невон			
Вид топлива	Электроэнергия	-	
Марка топлива	-	-	
Поставщик топлива	-	-	
Способ доставки на котельную	-	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	-	-	
Периодичность поставки	-	-	

Таблица 1.8.1.5

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения, электрокотельная с. Подъеланка

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
Электрокотельная с. Подъеланка			
Вид топлива	Электроэнергия	-	
Марка топлива	-	-	
Поставщик топлива	-	-	
Способ доставки на котельную	-	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	-	-	
Периодичность поставки	-	-	

Таблица 1.8.1.6

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения, котельная на твердом топливе с. Подъеланка

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
Котельная на твердом топливе с. Подъеланка			
Вид топлива	Дрова/Щепа	-	
Марка топлива	н/д	-	
Поставщик топлива	н/д	-	
Способ доставки на котельную	автотранспортом	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	н/д	-	
Периодичность поставки	н/д	-	

Таблица 1.8.1.7

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения, котельная «Центральная» п. Седаново

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
Котельная "Центральная" п. Седаново			
Вид топлива	Дрова	-	
Марка топлива	н/д	-	

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
Поставщик топлива	н/д	-	
Способ доставки на котельную	автотранспортом	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	н/д	-	
Периодичность поставки	н/д	-	

Таблица 1.8.1.8

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения,
котельная «Центральная» п. Тубинский

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
Котельная "Центральная" п. Тубинский			
Вид топлива	Уголь бурый	-	
Марка топлива	н/д	-	
Поставщик топлива	н/д	-	
Способ доставки на котельную	Ж/Д транспорт автотранспортом	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	н/д	-	
Периодичность поставки	н/д	-	

Таблица 1.8.1.9

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения, котельная п. Эдучанка

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
Котельная п. Эдучанка			
Вид топлива	Уголь бурый	-	
Марка топлива	н/д	-	
Поставщик топлива	н/д	-	
Способ доставки на котельную	автотранспортом	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	Жеронский разрез Усть-Илимского района, расположенного в 130 км от поселка	-	
Периодичность поставки	н/д	-	

Таблица 1.8.1.2

Расход основного топлива от выработки

Наименование котельной	Тепловая нагрузка с учетом потерь при транспортировке и СН, Гкал/час	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Основное топливо	Фактический удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, кг.у.т./Гкал	Средняя теплотворная способность топлива, ккал/кг	Годовой расход основного топлива, т.у.т.	Годовой расход натурального топлива, м3 (т, мВт)
2024 год								
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	0,53	0,47	3342,89	Дрова	185,50	3400,00	889,21	3342,89
котельная «Школьная», п. Бадарминск	0,48	0,43	2122,67	Дрова	185,50	3400,00	564,63	2122,67
котельная «Центральная» с. Ершово	0,63	0,60	1480,00	Дрова	219,00	3400,00	264,00	370,00
КТВС, р.п. Железнодорожный	11,38	9,43	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	2,72	1,92	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	1,14	0,87	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	0,61	0,54	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
электрокотельная п. Невон	11,10	10,40	18801,60	Электроэнергия	344,00	-	64705,42	187824,16
электрокотельная с. Подъеланка	1,39	1,28	5707,00	Электроэнергия	-	-	-	-
котельная на твердом топливе с. Подъеланка			0,00	Дрова и щепа	220,00	2610,00	1255,00	1100,00
котельная «Центральная» п. Седаново	1,58	1,46	5860,00	Дрова	210,00	1350,00	1288,00	1129,00
котельная «Центральная» п. Тубинский	7,89	4,56	17991,03	Уголь бурый	207,40	3884,00	6123,68	3153,56
котельная п. Эдучанка	0,30	0,23	3387,00	Уголь бурый	201,20	3884,00	681,50	1100,00

8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Резервное топливо на котельных, расположенных в границах Усть-Илимского муниципального округа, не предусмотрено.

Таблица 1.8.2.1

Аварийный запас топлива				
Наименование котельной	Максимально-часовой расход топлива, т.у.т./час	Максимально-часовой расход топлива, тыс. м3/час	Расход топлива за сутки, тыс. м3/сут	Аварийный запас топлива, тыс. м3
2024 год				
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	0,172	0,645	15,49	46,46
котельная «Школьная», п. Бадарминск	0,109	0,410	9,83	29,50
КТВС, р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 4 р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 6 р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 3 р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная «Центральная» с. Ершово	0,051	0,071	1,71	5,14
электрокотельная п. Невон	-	-	-	-
электрокотельная с. Подьяланка	-	-	-	-
котельная на твердом топливе с. Подьяланка	0,242	0,212	5,10	15,29
котельная «Центральная» п. Седаново	0,249	0,218	5,23	15,69
котельная «Центральная» п. Тубинский	1,182	0,609	14,61	43,83
котельная п. Эдучанка	0,132	0,212	5,10	15,29

Резервное топливо для источника тепловой энергии системы централизованного теплоснабжения отсутствует. Объемы запасов топлива выдерживаются в соответствии с порядком создания и использования котельными запасов топлива. Норматив создания запасов топлива на котельной является общим нормативным запасом основного и резервного видов топлива (далее - ОНЗТ) и определяется по сумме объемов неснижаемого нормативного запаса топлива и нормативного эксплуатационного запаса топлива (далее - НЭЗТ). Неснижаемый нормативный запас топлива (далее - ННЗТ) на отопительных котельных создается в целях обеспечения их работы в условиях непредвиденных обстоятельств (перерывы в поступлении топлива; резкое снижение температуры наружного воздуха и т.п.) при невозможности использования или исчерпании нормативного эксплуатационного запаса топлива. ННЗТ рассчитывается и обосновывается один раз в три года. При сохранении всех исходных условий для формирования ННЗТ на второй и третий год трехлетнего периода котельная подтверждает объем ННЗТ, включаемый в ОНЗТ планируемого года, без представления расчетов. В течение трехлетнего периода ННЗТ подлежит корректировке в случаях изменения состава оборудования, структуры топлива, а также нагрузки неотключаемых потребителей электрической и тепловой энергии, не имеющих питания от других источников. Расчет ННЗТ производится по каждому виду топлива отдельно. Для электростанций и котельных, работающих на газе, ННЗТ устанавливается по резервному топливу. На котельных сжигающих газ ННЗТ должен обеспечивать работу котельных в режиме «выживания» в течение - трех суток. Нормативный эксплуатационный запас топлива (далее – НЭЗТ) необходим для надежной и стабильной работы котельных и обеспечивает плановую выработку тепловой энергии. Расчет НЭЗТ производится ежегодно для каждой котельной, сжигающей или имеющей в качестве резервного твердое или жидкое топливо (дрова, дрова, дрова, торф, дизельное топливо). Расчеты производятся на 1 октября планируемого года.

Для котельных в связи с сезонностью завоза топлива, ННЗТ не рассчитывается и не устанавливается.

Расчет нормативных эксплуатационных запасов топлива (НЭЗТ) выполнялся в соответствии с «Инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов создания запасов топлива на тепловых электростанциях и котельных», утвержденной приказом №66 от 4 сентября 2008 года, по причине сезонного завоза топлива на котельные предприятия (до начала отопительного сезона).

8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Основные характеристики различных видов топлива приведены в таблице 1.8.3.1.

Таблица 1.8.3.1

Характеристики топлив				
Вид топлива	Ед. изм.	Удельная теплота сгорания		
		ккал	кВт	МДж
Электроэнергия	1 кВт/ч	864	1,0	3,62
Дизельное топливо	1 л	10300	11,9	43,12
Дрова	1 л	9700	11,2	40,61
Керосин	1 л	10400	12,0	43,50
Бензин	1 л	10500	12,2	44,00
Газ природный	1 м ³	8000	9,3	33,50
Газ сжиженный	1 кг	10800	12,5	45,20
Метан	1 м ³	11950	13,8	50,03
Пропан	1 м ³	10885	12,6	45,57
Этилен	1 м ³	11470	13,3	48,02
Водород	1 м ³	28700	33,2	120,00
Уголь каменный (W=10%)	1 кг	6450	7,5	27,00
Уголь бурый (W=30...40%)	1 кг	3100	3,6	12,98
Уголь-антрацит	1 кг	6700	7,8	28,05
Уголь древесный	1 кг	6510	7,5	27,26
Торф (W=40%)	1 кг	2900	3,6	12,10
Торф брикеты (W=15%)	1 кг	4200	4,9	17,58
Торф крошка	1 кг	2590	3,0	10,84
Пеллета древесная	1 кг	4100	1,4	17,17
Дрова	1 кг	2610	3,0	10,93
Опилки	1 кг	2000	2,3	8,37

8.4. Описание использования местных видов топлива, анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха

Срыва поставок основного и резервного топлива в 2024 году - не зафиксировано. Условиями Договоров поставки, заключаемыми между теплогенерирующими компаниями и поставщиком топлива, оговаривается, что ограничение объемов поставок может быть применено, если потребитель создаст задолженность за поставленные объемы топлива. Лимиты на поставку позволяют обеспечить работу всего оборудования энергоисточников при полной загрузке.

На период экстремальных погодных условий на предприятиях теплоэнергогенерирующих компаний вводится усиленный контроль над работой систем и оборудования.

8.5. Возобновляемые источники энергии и местные виды топлива не используются. Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 «Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам»), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

В качестве основного топлива на котельных Усть-Илимского округа используются дрова, электроэнергия, щепа, уголь бурый.

Потребление котельно-печного топлива, определенное расчетным путем в зависимости от утвержденного норматива удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию. Котельно-печное топливо поставляется по графику. Топливо поставляется в полном объеме весь отопительный период.

8.6. Описание преобладающего в поселении, муниципальном округе, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, муниципальном округе, городском округе

Преобладающим видом топлива на котельной Усть-Илимского округа являются дрова, электроэнергия, щепа, уголь бурый.

Срыва поставок основного топлива для котельных Усть-Илимского округа в период с 2014 по 2024 годы - не зафиксировано.

На данный момент оборудование готово к работе в сложных условиях, связанных со значительным понижением температуры воздуха.

Никаких ограничений в энергоснабжении потребителей не планируется. На период экстремальных погодных условий на предприятиях компании введен усиленный контроль над работой систем и оборудования.

8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, муниципальном округе, городском округе

Приоритетным направлением развития топливного баланса Усть-Илимского округа является полный охват системой теплоснабжения территории муниципального округа с использованием существующими и перспективными источниками тепловой энергии в качестве основного топлива дрова, электроэнергия, щепа, уголь бурый.

9. Надежность теплоснабжения

Применительно к системам теплоснабжения надёжность можно рассматривать как свойство системы:

1) бесперебойно снабжать потребителей в необходимом количестве тепловой энергией требуемого качества;

2) не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

На выполнение первой из сформулированных в определении надёжности функций, которая обусловлена назначением системы, влияют единичные свойства безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, режимной управляемости, устойчивости и живучести. Выполнение второй функции, связанной с функционированием системы, зависит от свойств безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, безопасности.

Резервирование – один из основных методов повышения надёжности объектов, предполагающий введение дополнительных элементов и возможностей сверх минимально необходимых для нормального выполнения объектом заданных функций. Реализация различных видов резервирования обеспечивает резерв мощности (производительности, пропускной способности) системы теплоснабжения – разность между располагаемой мощностью (производительностью, пропускной способностью) объекта и его нагрузкой в данный момент времени при допустимых значениях параметров режима и показателях качества продукции.

Надёжность системы теплоснабжения можно оценить исходя из показателей износа тепломеханического оборудования.

Показатели (критерии) надёжности.

Способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения следует определять по трем показателям (критериям):

Вероятность безотказной работы системы [Р] - 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 системы [Кг] - вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов, допускаемых нормативами. Допускаемое снижение температуры составляет 2 °С.

Живучесть системы [Ж] - способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных остановов (более 54 часов).

Вероятность безотказной работы [Р].

Вероятность безотказной работы [P] для каждого j -го участка трубопровода в течение одного года вычисляется с помощью плотности потока отказов $\omega_j P$

$$P = e^{(-\omega_j P)};$$

Вычисленные на предварительном этапе плотности потока отказов $\omega_j E$ и $\omega_j P$, корректируются по статистическим данным аварий за последние 5 лет в соответствии с оценками показателей остаточного ресурса участка теплопровода для каждой аварии на данном участке путем ее умножения на соответствующие коэффициенты.

Вероятность безотказной работы [P] определяется по формуле:

$$P = e^{-\omega};$$

где ω – плотность потока учитываемых отказов, сопровождающихся снижением подачи тепловой энергии потребителям, может быть определена по эмпирической формуле:

$$\omega = a \cdot m \cdot K_c \cdot d^{0,208};$$

где:

a – эмпирический коэффициент.

При нормативном уровне безотказности, $a = 0,00003$;

m – эмпирический коэффициент потока отказов, полученный на основе обработки статистических данных по отказам. Допускается принимать равным 0,5 при расчете показателя безотказности и 1,0 при расчете показателя готовности;

K_c – коэффициент, учитывающий старение (утрату ресурса) конкретного участка теплосети. Для проектируемых новых участков тепловых сетей рекомендуется принимать $K_c = 1$. Во всех других случаях коэффициент старения рассчитывается в зависимости от времени эксплуатации по формуле:

$$K_c = 3 \cdot I^{2,6}$$

$$I = n/n_0$$

где:

I – индекс утраты ресурса;

n – срок службы теплопровода с момента ввода в эксплуатацию (в годах);

n_0 – расчетный срок службы теплопровода (в годах).

Нормативные (минимально допустимые) показатели вероятности безотказной работы согласно СП 124.13330.2012 принимаются для:

1) источника тепловой энергии – $R_{ит} = 0,97$;

2) тепловых сетей – $R_{тс} = 0,90$;

3) потребителя теплоты – $R_{пт} = 0,99$;

$$СЦТ - R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86.$$

Уровень надежности системы теплоснабжения характеризует состояние системы с точки зрения возможности обеспечения качественной и безопасной услуги теплоснабжения (производства и передачи тепловой энергии).

Под надежностью системы теплоснабжения понимают способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения.

Расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

1) источника теплоты $R_{ит} = 0,97$;

2) тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;

3) потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;

4) СЦТ в целом $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю рекомендуется выполнять с применением следующего алгоритма:

1. определение пути передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети;

2. на первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь;

3. для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность;

4. 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:

- 1) λ_0 – средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет (1/км/год);
- 2) средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;
- 3) средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет;
- 4) средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;
- 5) средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка.

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ_i , который имеет размерность [1/км/год] или [1/км/час].

Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 t} \times e^{-\lambda_2 L_2 t} \times \dots \times e^{-\lambda_n L_n t} = e^{-t \times \sum_{i=1}^N \lambda_i L_i} = e^{-\lambda_c t}$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке,

$$\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n \text{ [1/час]},$$

где L_i – протяженность каждого участка, [км].

Для описания параметрической зависимости интенсивности отказов рекомендуется использовать зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 (0,1\tau)^{\alpha-1},$$

где τ – срок эксплуатации участка [лет].

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра α : при $\alpha < 1$, она монотонно убывает, при $\alpha > 1$ – возрастает; при $\alpha = 1$ функция принимает вид $\lambda(t) = \lambda_0 = \text{Const}$. А λ_0 – это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснабжения.

Для распределения Вейбулла рекомендуется использовать следующие эмпирические коэффициенты:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(\tau/20)} & \text{при } \tau > 17 \end{cases}$$

На рисунке приведен вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети.

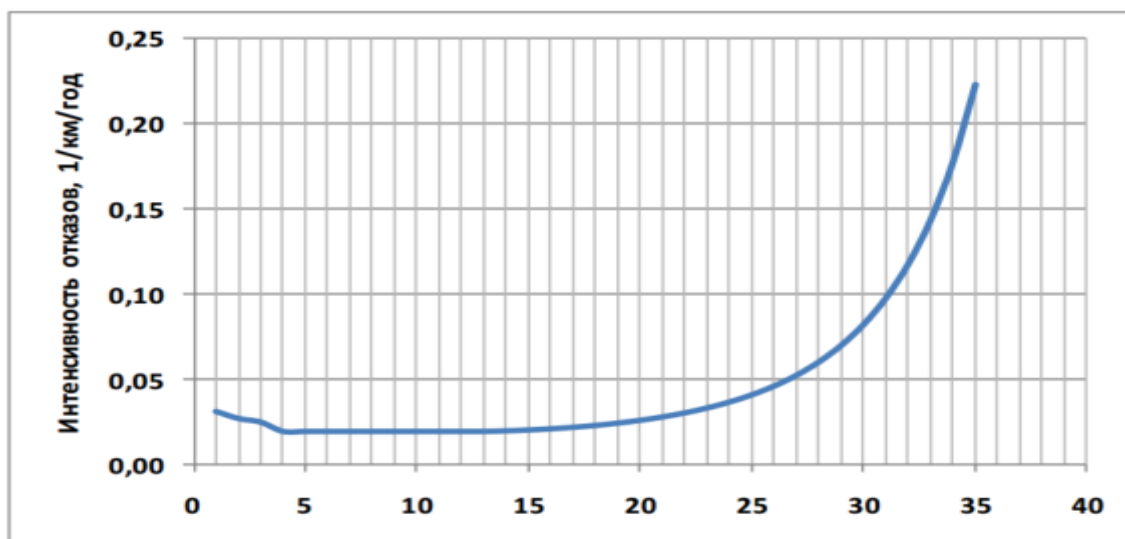


Рисунок 1.9.1 – Зависимость интенсивности отказов от срока эксплуатации участка ТС

При ее использовании следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

- 1) она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;
- 2) в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.

5. 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 СП 131.13330.2020 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

6. 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 +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети). Например, для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_{\text{в}} = t_{\text{н}} + \frac{Q_0}{q_0 V} + \frac{t'_{\text{в}} - t'_{\text{н}} - \frac{Q_0}{q_0 V}}{\exp(z/\beta)},$$

где $t_{\text{в}}$ – внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °С;

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

$t'_{\text{в}}$ – температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С;

$t_{\text{н}}$ – температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z , °С;

Q_0 – подача теплоты в помещение, Дж/ч;

$q_0 V$ – удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч×°С);

β – коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании до +12°C при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при $\left(\frac{Q_0}{q_0 V} = 0\right)$ имеет следующий вид:

$$z = \beta \times \ln \frac{(t_{в} - t_{н})}{(t_{в,а} - t_{н})},$$

где $t_{в,а}$ – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12°C для жилых зданий).

7. На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости 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:

$$z_p = a[1 + (b + cl_{сз})D^{1,2}],$$

где a, 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;

$l_{сз}$ – расстояние между секционирующими задвижками, м;

D – условный диаметр трубопровода, м.

Расчет рекомендуется выполнять для каждого участка и/или элемента, входящего в путь от источника до абонента:

- 1) вычисляется время ликвидации повреждения на i -том участке;
- 2) по каждой градации повторяемости температур вычисляется допустимое время проведения ремонта;
- 3) вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;
- 4) вычисляются относительные доли и поток отказов участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры +12 °С.

$$\bar{z} = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{z_{i,j}}\right) \times \frac{\tau_j}{\tau_{он}}$$

$$\bar{\omega}_i = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1} \bar{z}_{i,j},$$

вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

$$p_i = \exp(-\bar{\omega}_i).$$

Оценку недоотпуска тепловой энергии потребителям рекомендуется вычислять в соответствии с формулой:

$$\Delta Q_{н} = \bar{Q}_{пр} \times T_{оп} \times q_{тп}, \text{ Гкал}$$

где:

$\bar{Q}_{пр}$ – среднегодовая тепловая мощность теплопотребляющих установок потребителя (либо, по другому, тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч;

$T_{оп}$ – продолжительность отопительного периода, час;

$q_{тп}$ – вероятность отказа теплопровода.

Расчет степени износа

Степень физического износа трасс теплоснабжения рассчитывался по формуле: $K(\text{физ.изн.}) = T(\text{факт.}) / T(\text{норм.}) \times 100 \%$. Где: $T(\text{факт.})$ – фактический срок службы, лет; $T(\text{норм.})$ – нормативный срок службы, лет. При этом нормативный срок службы, согласно п.1.2 СО 153-34.17.464-2003 «Инструкция по продлению срока службы трубопроводов II, III и IV категорий», утверждена приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 13

275 при отсутствии срока службы трубопровода, который устанавливается организацией-изготовителем и указывается в паспорте трубопровода срок службы устанавливается в следующих пределах:

- 1) для трубопроводов пара II категории группы 1-150 тыс.ч (20 лет);
- 2) для станционных трубопроводов сетевой и подпиточной воды [III или (и) IV категорий] - 25 лет;
- 3) для остальных трубопроводов (II категории группы 2, III и IV категорий) - 30 лет.

Срок службы может устанавливаться экспертной организацией индивидуально для конкретного трубопровода.

Для новых тепловых сетей срок службы согласно СП 124.13330.2012. - не менее 30 лет.

За последние 3 года технологических отказов и аварий в системах теплоснабжения зарегистрировано не было. Технологические отказы устраняются в кратчайшие сроки. Качество предоставляемых услуг соответствует требованиям законодательства.

Таблица 1.9.1

Показатели надёжности системы теплоснабжения

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	От источника тепловой энергии
			Котельной ДКВр 10/13
1	интенсивность отказов систем теплоснабжения	p	-
2	относительный аварийный недоотпуск тепла	q	-
3	надежность электроснабжения источников тепловой энергии	Кэ	0,7
4	надежность водоснабжения источников тепловой энергии	Кв	0,7
5	надежность топливоснабжения источников тепловой энергии	Кт	1
6	соответствие тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей	Кб	0,6
7	уровень резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания или устройства перемычек	Кр	0,5
8	техническое состояние тепловых сетей, характеризующее наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов	Кс	0,6
9	готовность теплоснабжающих организаций к проведению аварийно-восстановительных работ в системах теплоснабжения, которая базируется на показателях: - укомплектованность ремонтным и оперативно- ремонтным персоналом, - оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	Кукомпл	0,9
		К оснащ	1
10	Коэффициент надежности системы коммунального теплоснабжения от источника тепловой энергии	Кнад	0,75
11	Общий показатель надежности системы коммунального теплоснабжения Усть-Илимского муниципального округа	К об	0,75

При Кнад=0,63 система теплоснабжения относится к **надежным** (Кнад от 0,5 до 0,89) системам теплоснабжения.

Данное, значение коэффициента надежности, объясняется следующими основными причинами:

1) отсутствие резервного источника питания электрической энергией на котельной, ПНС и ЦТП, обеспечивающего 100 % работоспособность всех агрегатов. Установленные дизельные генераторы позволяют только поддерживать циркуляцию теплоносителя;

2) большой изношенностью тепловых сетей в части поселка, коэффициент износа тепловых сетей брусового сектора составляет более 90%, наличие аварийных участков.

9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

В соответствии с МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по технологическому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» авария – разрушение

сооружений и(или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и(или) выброс опасных веществ. По предоставленным данным, отказов участков тепловой сети за последние 3 года зарегистрировано не было.

9.2. Частота отключений потребителей

В соответствии с МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по технологическому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» авария – разрушение сооружений и(или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и(или) выброс опасных веществ. По предоставленным данным, аварийных отключений потребителей за последние 3 года зарегистрировано не было.

За 2024 год не было ни одной серьезной аварии, повлекшей глобальное отключение потребителей от систем теплоснабжения. Отказов оборудования источников теплоснабжения не происходило.

Таблица 1.9.2.1

Динамика теплоснабжения квартальной котельной № 2 «Баня»
(изменение количества прекращений подачи тепла потребителям)

Год	Количество прекращений	Среднее время восстановления, ч	Средний недоотпуск тепла на одно прекращение подачи тепловой энергии, Гкал/ед.
2020	2	16	15.0
2021	1	16	14.5
2022	1	12	5.3
2023	2	16	14.5
2024	3	18	16.0

9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, в значительной степени зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения тепловой сети.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой тепловой сети, и соответствует установленным нормативам. Нормативный перерыв теплоснабжения (с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода). Указанные нормативы представлены в таблице.

Таблица 1.9.3.1

Среднее время на восстановление теплоснабжения при отключении тепловых сетей

Условный диаметр трубопровода отключаемой тепловой сети, мм	Среднее время на восстановление теплоснабжения при отключении тепловых сетей, час
50	5
80	5
100	5
150	5
200	10
300	15

Таблица 1.9.3.2

Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения

Температура наружного воздуха, 0С	Повторяемость температур наружного воздуха, ч	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 0С, ч
-27,5	21	5,656
-22,5	62	6,414
-17,5	191	7,406
-12,5	437	8,762
-7,5	828	10,731

Температура наружного воздуха, 0С	Повторяемость температур наружного воздуха, ч	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 0С, ч
-2,5	11558	13,851
2,5	1686	19,582
6,5	681	29,504

По представленным сведениям, аварий на источниках тепла и теплосетевых объектах, вследствие которых могли бы быть аварийные отключения потребителей тепла, за последний пятилетний период не происходило.

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

Из рассмотренных выше пунктов можно сделать вывод, что, все теплоснабжающие организации работают в безаварийном режиме на протяжении последних 5 лет эксплуатации и поэтому указание наиболее уязвимых (в аварийном плане) участков тепловых сетей и источников тепловой энергии на графической карте муниципального образования, не представляется возможным. Зоны ненормативной надежности отсутствуют.

9.5. 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 17.10.2015 № 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»

Аварийные ситуации при теплоснабжении, расследование причин которых осуществлялось федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с п.3 Постановления Правительства РФ от 02.06.2022 № 1014 "О расследовании причин аварийных ситуаций в сфере теплоснабжения" (вместе с "Правилами расследования причин аварийных ситуаций в сфере теплоснабжения"), за базовый период не зафиксировано.

В соответствии с приказом Госстроя РФ от 20.08.2001 № 191, авариями в коммунальных отопительных котельных считаются:

1) разрушения (повреждения) зданий, сооружений, паровых и водогрейных котлов, трубопроводов пара и горячей воды, взрывы и воспламенения в топках и газоходах котлов, вызвавшие их разрушение, взрывы в топках котлов, работающих на твердом и жидком топливе, вызвавшие остановку их на ремонт;

2) повреждение котла (вывод его из эксплуатации во внеплановый ремонт), если объем работ по восстановлению составляет не менее объема капитального ремонта;

3) повреждение насосов, подогревателей, вызвавших вынужденный останов котла (котлов), приведший к снижению общего отпуска тепла более чем на 50 % продолжительностью свыше 16 часов.

Авариями в тепловых сетях считаются:

1) разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов;

2) повреждение трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, вызвавшее перерыв теплоснабжения потребителей I категории (по отоплению) на срок более 8 часов, прекращение теплоснабжения или общее снижение более чем на 50 % отпуска тепловой энергии потребителям продолжительностью выше 16 часов.

Технологическими отказами в коммунальных отопительных котельных считаются:

1) неисправность котла с выводом его из эксплуатации на внеплановый ремонт, если объем работ по восстановлению его работоспособности составляет не менее объема текущего ремонта;

2) неисправность насосов, подогревателей, другого вспомогательного оборудования, вызвавших вынужденный останов котла (котлов), приведший к общему снижению отпуска тепла более чем на 30, но не более 50 % продолжительностью менее 16 часов.

3) останов источника тепла из-за прекращения по вине эксплуатационного персонала подачи воды, топлива или электроэнергии при температуре наружного воздуха:

- а) до (-10°C) – более 8 часов;
- б) от (-10°C) до (-15°C) – более 4 часов;
- в) ниже (-15°C) – более 2 часов.

Технологическими отказами в тепловых сетях считаются неисправности трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, поиск утечек, вызвавшие перерыв в подаче тепла потребителям I категории (по отоплению) свыше 4 до 8 часов, прекращение теплоснабжения (отопления) объектов соцкультбыта на срок, превышающий условия п. 4.16.1 ГОСТ Р 51617-2000 «Жилищно-коммунальные услуги. Общие технические условия» (допустимая длительность температуры воздуха в помещении не ниже 12 °C - не более 16 часов; не ниже 10 °C не более 8 часов; не ниже 8 °C - не более 4 часов).

9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в пункте 9.5

Особые аварийные ситуации, влекущие тяжелые последствия при теплоснабжении потребителей, за базовый период не зафиксированы.

10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В настоящем разделе приведены технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций. В систему теплоснабжения Усть-Илимского муниципального округа входит 13 котельных.

Регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения по состоянию на 01.08.2025 осуществляют:

- 1) МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский;
- 2) МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяеланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново;
- 3) ООО «Невонские Теплосети» - п. Невон

Сведения приведены по теплоснабжающим/теплосетевым организациям Усть-Илимского муниципального округа и содержат данные, сформированные службами ТСО.

11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

Исполнительным органом государственной власти, уполномоченным осуществлять государственное регулирование цен (тарифов) на товары (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (в том числе в сфере теплоснабжения) на территории Усть-Илимского округа является Служба по тарифам Иркутской области.

11.1. Утвержденные тарифы на тепловую энергию

Государственное регулирование цен (тарифов) на тепловую энергию (мощность) осуществляется на основе принципов, установленных Федеральным законом от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», в соответствии с Основами ценообразования в сфере теплоснабжения, Правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, иными нормативными правовыми актами и Методическими указаниями, утвержденными федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения.

Регулирование цен (тарифов) в сфере теплоснабжения осуществляется в соответствии со следующими основными принципами:

- 1) обеспечение доступности тепловой энергии (мощности), теплоносителя для потребителей;
- 2) обеспечение экономической обоснованности расходов теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций на производство, передачу и сбыт тепловой энергии (мощности) теплоносителя;

- 3) обеспечение достаточности средств для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения;
- 4) стимулирование повышения экономической и энергетической эффективности при осуществлении деятельности в сфере теплоснабжения;
- 5) обеспечение стабильности отношений между теплоснабжающими организациями и потребителями за счет установления долгосрочных тарифов;
- 6) обеспечение открытости и доступности для потребителей, в том числе для населения, процесса регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения;
- 7) создание условий для привлечения инвестиций;
- 8) определение размера средств, направляемых на оплату труда, в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями;
- 9) обязательный раздельный учет организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, объема производства тепловой энергии, теплоносителя, доходов и расходов, связанных с производством, передачей и со сбытом тепловой энергии, теплоносителя;
- 10) контроль за соблюдением требований законодательства об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности в целях сокращения потерь энергетических ресурсов, в том числе требований к разработке и реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, требований к организации учета и контроля используемых энергетических ресурсов.

Согласно пункту 5.5 Основ ценообразования в сфере теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 22.10.2012 № 1075 цена на тепловую энергию, поставляемую теплоснабжающей организацией с использованием источника тепловой энергии, установленная мощность которого составляет менее 10 Гкал/ч, не подлежит регулированию и определяется соглашением сторон договора теплоснабжения. На основании этого деятельность теплоснабжающей организации с согласия сторон концессионного соглашения с 01.01.2023 года не является регулируемой.

Согласно Службе по тарифам Иркутской области тарифы на коммунальные услуги, установленные регулирующими органами для населения, подлежащие применению в муниципальных образованиях Иркутской области, данные по Усть-Илимскому муниципальному округу представлены в таблице.

Таблица 1.9.4

Тарифы на коммунальные услуги, установленные регулирующими органами для населения, подлежащие применению в Усть-Илимском муниципальном округе

Наименование коммунальной услуги	Наименование РСО	Тарифы на КУ для населения с НДС		Основание		
		с 01.01.2026 по 30.09.2026	с 01.10.2026 по 31.12.2026	Наименование нормативного правового акта	№	дата
Холодное водоснабжение	ООО "Бадарма" централизованное (на территории п. Бадарминск)	111,55	117,57	Постановление администрации	75 (3, 105, 1а, 159-А)	29.11.2022 (10.01.2023, 20.12.2023, 12.01.2024, 25.12.2024)
Холодное водоснабжение	МУП Усть-Илимского района (на территории рп Железнодорожный) (ул. Пионерская)	38,67	42,45	Приказ службы	79-367-спр (79-165-спр, 79-547-спр)	13.12.2024 (04.09.2025, 19.12.2025)
Холодное водоснабжение	МУП Усть-Илимского района (на территории рп Железнодорожный)	43,32	47,56			
Холодное водоснабжение	ООО "Вода Плюс" (на территории п. Невон)	34,58	37,96	Приказ службы	79-570-спр	19.12.2025
Холодное водоснабжение	МУП Усть-Илимского района (на территории с. Подьеланка)	51,16	56,17	Приказ службы	79-362-спр (79-365-спр, 79-165-спр, 79-547-спр)	27.11.2023 (13.12.2024, 04.09.2025, 19.12.2025)

Холодное водоснабжение	МУП "Усть-Илимского района" (на территории п. Седаново)	58,59	64,33	Приказ службы	79-99-спр (79-461-спр, 79-365-спр, 79-165-спр, 79-547-спр)	30.06.2023 (20.12.2023, 13.12.2024, 04.09.2025, 19.12.2025)
Холодное водоснабжение	ООО "РОСТ" (на территории п. Тубинский), летний водопровод	74,66	73,89	Постановление администрации	93 (162-А)	20.12.2023 (25.12.2024)
Холодное водоснабжение	ООО "РОСТ" (на территории п. Тубинский)	63,10	66,50	Постановление администрации	89 (161-А)	12.12.2023 (25.12.2024)
Холодное водоснабжение	МУП Усть-Илимского района (на территории п. Эдучанка)	134,21	147,36	Приказ службы	79-362-спр (79-365-спр, 79-165-спр, 79-547-спр)	27.11.2023 (13.12.2024, 04.09.2025, 19.12.2025)
Водоотведение	МУП "Усть-Илимский район" (на территории рп Железнодорожный)	73,92	73,70	Приказ службы	79-481-спр (79-166-спр, 79-547-спр)	20.12.2024 (04.09.2025, 19.12.2025)
Водоотведение	ООО "Вода Плюс" (на территории п. Невон)	26,76	29,38	Приказ службы	79-570-спр	19.12.2025
Водоотведение	МУП Усть-Илимского района (на территории с. Подъяланка)	41,48	45,54	Приказ службы	79-482-спр (79-166-спр, 79-547-спр)	20.12.2024 (04.09.2025, 19.12.2025)
Водоотведение	ООО "РОСТ" (на территории п. Тубинский)	68,46	72,15	Постановление администрации	89 (161-А)	12.12.2023 (25.12.2024)
Водоотведение	МУП Усть-Илимского района (на территории п. Эдучанка)	173,41	190,40	Приказ службы	79-482-спр (79-166-спр, 79-547-спр)	20.12.2024 (04.09.2025, 19.12.2025)
Горячее водоснабжение, в т.ч.						
- компонент на тепловую энергию	ООО "Бадарма" (на территории п. Бадарминск)	4 027,93	4 471,00	Приказ службы	79-157-спр (79-441-спр, 79-218-спр, 79-431-спр, 79-142-спр, 79-518-спр, 79-439-спр, 79-200-спр, 79-546-спр)	16.08.2021 (20.12.2021, 26.09.2022, 28.11.2022, 17.07.2023, 20.12.2023, 20.12.2024, 15.09.2025, 19.12.2025)
- компонент на теплоноситель		116,29	129,08			
- компонент на тепловую энергию	МУП Усть-Илимского района (рп Железнодорожный, ул. Пионерская, котельная № 3)	2 698,53	2 995,36	Приказ службы	79-455-спр (79-232-спр, 79-546-спр)	20.12.2024 (24.09.2025, 19.12.2025)
- компонент на теплоноситель		36,77	40,80			
- компонент на тепловую энергию	МУП Усть-Илимского района (на территории рп Железнодорожный, котельные № 4 и 6)	2 906,13	3 153,13			
- компонент на теплоноситель		53,97	63,67			

- компонент на тепловую энергию	ООО "Невонские теплосети" (с 10.11.2025, ранее ООО "РСО Невон" на территории п. Невон)	3 018,87	3 350,94	Приказ службы	79-546-спр	19.12.2025
- компонент на теплоноситель		35,15	39,01			
- компонент на тепловую энергию	МУП Усть-Илимского района (на территории с. Подбельанка)	3 251,17	3 608,79	Приказ службы	79-252-спр (79-546-спр)	30.09.2025 (19.12.2025)
- компонент на теплоноситель		60,38	67,02			
- компонент на тепловую энергию	ЕТО ООО "РОСТ" (на территории п. Тубинский)	1 674,60	1 858,80	Приказ службы	79-179-спр (79-439-спр, 79-99-спр, 79-546-спр)	22.08.2024 (20.12.2024, 07.07.2025, 19.12.2025)
- компонент на теплоноситель		67,53	74,95			
- компонент на тепловую энергию	МУП Усть-Илимского района (на территории п. Эдучанка)	3 858,75	4 283,21	Приказ службы	79-339-спр (79-457-спр, 79-233-спр, 79-546-спр)	20.11.2023 (20.12.2024, 24.09.2025, 19.12.2025)
- компонент на теплоноситель		140,14	155,55			
Отопление	ООО "Бадарма" (на территории п. Бадарминск)	3 911,99	4 342,30	Приказ службы	79-155-спр (79-441-спр, 79-218-спр, 79-431-спр, 79-142-спр, 79-518-спр, 79-439-спр, 79-200-спр, 79-546-спр)	16.08.2021 (20.12.2021, 26.09.2022, 28.11.202, 17.07.2023, 20.12.2023, 20.12.2024, 15.09.2025, 19.12.2025,)
Отопление	МУП Усть-Илимского района (на территории рп Железнодорожный, ул. Пионерская, котельная № 3)	2 698,53	2 995,36	Приказ службы	79-453-спр (79-232-спр, 79-546-спр)	20.12.2024 (24.09.2025, 19.12.2025)
Отопление	МУП Усть-Илимского района (на территории рп Железнодорожный, котельные № 4 и 6)	2 906,13	3 153,13			
Отопление	ООО "Невонские теплосети" (с 10.11.2025, ранее ООО "РСО Невон" на территории п. Невон)	4 874,31	5 410,48	Приказ службы	79-329-спр (79-546-спр)	10.11.2025 (19.12.2025)
Отопление	МУП Усть-Илимского района (на территории с. Подбельанка)	4 047,51	4 492,73	Приказ службы	79-253-спр (79-546-спр)	30.09.2025 (19.12.2025)
Отопление	МУП "Усть-Илимский район" (на территории п. Седаново)	3 108,80	3 450,76	Приказ службы	79-237-спр (79-546-спр)	25.09.2025 (19.12.2025)

Отопление	ЕТО ООО "РОСТ" (на территории п. Тубинский)	1 674,60	1 858,80	Приказ службы	79-177-спр (79-439-спр, 79-99-спр, 79-546-спр)	22.08.2024 (20.12.2024, 07.07.2025, 19.12.2025)
Отопление	МУП Усть-Илимского района (на территории п. Эдучанка)	3 608,57	4 005,51	Приказ службы	79-337-спр (79-457-спр, 79-457-спр, 79-233-спр, 79-546-спр)	20.11.2023 (20.12.2023, 20.12.2024, 24.09.2025, 19.12.2025)
Электроснабжение - 1 диапазон потребления	ООО "ИЭСБК"	1,80	2,10	Приказ службы	79-716-спр	29.12.2025
Электроснабжение - 1 диапазон потребления	ООО "ИЭСБК"	1,26	1,47	Приказ службы	79-716-спр	29.12.2025

11.2. Структура тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Данные о структуре тарифов на тепловую энергию (услуги по передаче тепловой энергии) и теплоноситель, установленных на 2024 г., сформированы на основе данных, опубликованных на портале раскрытия информации, подлежащих свободному доступу департамента края по ценам и регулированию тарифов.

В структуре себестоимости тепловой энергии наибольший вес занимают следующие статьи расходов:

- 1) «Топливо» - 30-37 % от общей суммы расходов;
- 2) «Расходы на оплату труда» и «Отчисления на социальные нужды» - 32-36 % от общей суммы расходов;
- 3) «Прочие расходы» (включая «Цеховые расходы» и «Общехозяйственные расходы») – 23-27 % от общей суммы расходов;
- 4) «Электроэнергия» - 5-7 % от общей суммы расходов.
- 5) Структура себестоимости, где наибольший удельный вес занимают расходы на топливо, является характерной для теплоснабжающей организации.

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

В соответствии с требованиями Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» «потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры на оказание услуг по поддержанию резервной мощности.

В Усть-Илимском округе, на момент разработки схемы теплоснабжения, плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности для всех категорий потребителей, в том числе и социально значимых - не утверждена.

11.4. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет

Динамика предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения отсутствует.

11.5. Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

Ценовые зоны теплоснабжения в муниципальном образовании не установлены, предельные уровни цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям муниципального округа, не применяются.

12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения

12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения

Основные проблемы организации качественного теплоснабжения сводятся к перечню финансовых и технических причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения:

1) низкий остаточный ресурс, изношенность находящегося в эксплуатации оборудования котельной;

2) низкая энергоемкость используемого котельно-печного топлива.

Функционирование систем централизованного теплоснабжения Усть-Илимского округа оценивается как удовлетворительное.

Система теплоснабжения Усть-Илимского округа проектировалась на центральное качественное регулирование отпуска тепла.

Работоспособность теплоснабжающей инфраструктуры целесообразно проводить в 2-х направлениях:

1) поддержание существующих источников тепловой энергии в рабочем состоянии (выполняя ремонтные работы в соответствии с графиками ремонтных работ;

2) капитальный ремонт и реконструкцию тепловых сетей с применением современных гидро и теплоизолирующих материалов по мере износа.

12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения

Надежность всей системы теплоснабжения определяется надежностью ее элементов (источника тепла, тепловых сетей, вводов, систем отопления).

Наиболее существенное влияние на надежность теплоснабжения потребителей и управляемость систем при эксплуатации оказывают тепловые сети. Причинами технологических нарушений в тепловых сетях бывают:

1) разрушение теплопроводов и арматуры;

2) образование свищей вследствие коррозии теплопроводов.

12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Основные проблемы функционирования и развития систем теплоснабжения распределены на 3 группы по основным составляющим процесса теплоснабжения:

1) производство;

2) транспорт;

3) потребитель.

Основные проблемы функционирования котельной состоят в следующем:

1) отсутствие достоверного контроля и оперативного управления за процессом;

2) производства тепловой энергии;

3) высокий износ оборудования котельных.

Основные проблемы функционирования тепловых сетей состоят в следующем:

1) высокая степень износа тепловых сетей;

2) высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей.

Основные проблемы функционирования теплопотребляющих устройств -отсутствуют.

12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

В качестве основного топлива на существующих источниках тепловой энергии системы теплоснабжения Усть-Илимского муниципального округа используются дрова, электроэнергия, щепа, уголь бурый. Проблем в обеспечении действующих систем теплоснабжения топливом не наблюдалось - как в номинальном режиме работы источников тепловой энергии, так и в пиковые периоды.

Проблемы в снабжении топливом (в том числе запасов) действующих систем теплоснабжения отсутствуют.

12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, не выявлены.

ГЛАВА 2 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Значения потребления тепловой энергии за отопительный период рассчитаны исходя из продолжительности отопительного периода. Значения потребления тепловой энергии за год рассчитаны исходя из планового ремонта тепловых сетей в межотопительный период, а также представлены 2 варианта развития системы централизованного теплоснабжения Усть-Илимского округа (глава 5. Мастер-план развития системы теплоснабжения Усть-Илимского округа).

Существующее и перспективное потребление тепловой энергии и потребление за 2024 год в целом, представлены в таблице.

Таблица 2.1.1

Существующее и перспективное потребление тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника	Установленн ая тепловая мощность, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенн ая тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Потери, Гкал	Расход на собственны е нужды, Гкал	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал
2024 год							
1	котельная «Гаражная», п. Бадарминск	3,900	0,047	0,468	285,38	3,14	3342,89
2	котельная «Школьная», п. Бадарминск	3,000	0,043	0,428	261,10	3,42	2122,67
3	котельная «Центральная» с. Ершово	5,4	0,020	0,600	121,44	2,53	1480,00
4	КТВС, р.п. Железнодорожный	23,0	1,715	9,432	10414,09	58,19	н/д
5	котельная № 4, р.п. Железнодорожный	6,42	0,748	1,915	4539,43	13,89	н/д
6	котельная № 6, р.п. Железнодорожный	4,18	0,246	0,873	1491,89	5,84	н/д
7	котельная № 3, р.п. Железнодорожный	2,18	0,058	0,538	349,14	2,86	н/д
8	электрокотельная п. Невон	20,8	0,500	10,400	3036,00	50,60	18801,60
9	электрокотельная с. Подъяланка	12,55	0,090	1,283	546,48	5,06	5707,00
10	котельная на твердом топливе с. Подъяланка	3,87	0,090	1,283	546,48	5,06	
11	котельная «Центральная» п. Седаново	8,38	0,090	1,460	546,48	7,59	5860,00
12	котельная «Центральная» п. Тубинский	8,0	3,020	4,560	7334,98	78,43	17991,03
13	Котельная п. Эдучанка	2,0	0,053	0,230	321,82	3,16	3387,00
2025 -2027 годы							
1	котельная «Гаражная», п. Бадарминск	3,900	0,047	0,468	285,38	3,14	3342,89
2	котельная «Школьная», п. Бадарминск	3,000	0,043	0,428	261,10	3,42	2122,67
3	котельная «Центральная»	5,4	0,020	0,600	121,44	2,53	1480,00

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Потери, Гкал	Расход на собственные нужды, Гкал	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал
	с. Ершово						
4	КТВС, р.п. Железнодорожный	23,0	1,715	9,432	10414,09	58,19	н/д
5	котельная №4, р.п. Железнодорожный	6,42	0,748	1,915	4539,43	13,89	н/д
6	котельная № 6, р.п. Железнодорожный	4,18	0,246	0,873	1491,89	5,84	н/д
7	котельная № 3, р.п. Железнодорожный	2,18	0,058	0,538	349,14	2,86	н/д
8	электрокотельная п. Невон	20,8	0,500	10,400	3036,00	50,60	18801,60
9	электрокотельная с. Подъеланка	12,55	0,090	1,283	546,48	5,06	5707,00
10	котельная на твердом топливе с. Подъеланка	3,87	0,090	1,283	546,48	5,06	
11	котельная «Центральная» п. Седаново	8,38	0,090	1,460	546,48	7,59	5860,00
12	котельная «Центральная» п. Тубинский	8,0	3,020	4,560	7334,98	78,43	17991,03
13	котельная п. Эдучанка	2,0	0,053	0,230	7334,98	3,16	3387,00
2028-2030 годы							
1	котельная «Гаражная», п. Бадарминск	3,900	0,047	0,468	285,38	3,14	3342,89
2	котельная «Школьная», п. Бадарминск	3,000	0,043	0,428	261,10	3,42	2122,67
3	котельная «Центральная» с. Ершово	5,4	0,020	0,600	121,44	2,53	1480,00
4	КТВС, р.п. Железнодорожный	23,0	1,715	9,432	10414,09	58,19	н/д
5	котельная № 4, р.п. Железнодорожный	6,42	0,748	1,915	4539,43	13,89	н/д
6	котельная № 6, р.п. Железнодорожный	4,18	0,246	0,873	1491,89	5,84	н/д
7	котельная № 3, р.п. Железнодорожный	2,18	0,058	0,538	349,14	2,86	н/д
8	электрокотельная п. Невон	20,8	0,500	10,400	3036,00	50,60	18801,60
9	электрокотельная с. Подъеланка	12,55	0,090	1,283	546,48	5,06	5707,00
10	котельная на твердом топливе с. Подъеланка	3,87	0,090	1,283	546,48	5,06	
11	котельная «Центральная» п. Седаново	8,38	0,090	1,460	546,48	7,59	5860,00
12	котельная «Центральная» п. Тубинский	8,0	3,020	4,560	7334,98	78,43	17991,03
13	котельная п. Эдучанка	2,0	0,053	0,230	7334,98	3,16	3387,00
2031-2034 годы							
1	котельная	3,900	0,047	0,468	285,38	3,14	3342,89

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Потери, Гкал	Расход на собственные нужды, Гкал	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал
	«Гаражная», п. Бадарминск						
2	котельная «Школьная», п. Бадарминск	3,000	0,043	0,428	261,10	3,42	2122,67
3	котельная «Центральная» с. Ершово	5,4	0,020	0,600	121,44	2,53	1480,00
4	КТВС, р.п. Железнодорожный	23,0	1,715	9,432	10414,09	58,19	н/д
5	котельная №4, р.п. Железнодорожный	6,42	0,748	1,915	4539,43	13,89	н/д
6	котельная № 6, р.п. Железнодорожный	4,18	0,246	0,873	1491,89	5,84	н/д
7	котельная № 3, р.п. Железнодорожный	2,18	0,058	0,538	349,14	2,86	н/д
8	электростанция п. Невон	20,8	0,500	10,400	3 036,00	50,6	18801,60
9	электростанция с. Подъяеланка	12,55	0,090	1,283	546,48	5,06	5707,00
10	котельная на твердом топливе с. Подъяеланка	3,87	0,090	1,283	546,48	5,06	
11	котельная «Центральная» п. Седаново	8,38	0,090	1,460	546,48	7,59	5860,00
12	котельная «Центральная» п. Тубинский	8,0	3,020	4,560	7 334,98	78,4	17991,03
13	котельная п. Эдучанка	2,0	0,053	0,230	321,82	3,16	3387,00

2. Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе

В соответствии с подпунктами «ж» и «з» пункта 2 Требований к схемам теплоснабжения, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154

Элемент территориального деления - территория поселения, муниципального образования или её часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;

Расчетный элемент территориального деления - территория поселения, муниципального образования или её часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения...».

Для достижения нормативных показателей обеспеченности жилищным фондом и приведение самих условий проживания населения к необходимому уровню, требуется постановка соответствующей цели для решения проблем жилищной сферы как одной из приоритетных в деятельности органов местного самоуправления.

К услугам ЖКХ, предоставляемым в стъ-Илимском округе, относятся теплоснабжение, водоснабжение, водоотведение населения и вывоз мусора.

Теплоснабжение осуществляется -

- 1) МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский
- 2) МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяеланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново;
- 3) ООО «Невонские Теплосети»- п. Невон.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии будут увеличиваться, так как в программе комплексного развития коммунальной инфраструктуры Усть-Илимского округа предусмотрено строительство тепловых сетей. Предусматривается более полное использование установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии.

Основным документом территориального планирования и градостроительного развития территории Усть-Илимского округа является Генеральный план Усть-Илимского округа.

Основные цели жилищной политики – улучшение качества жизни, включая качество жилой среды и повышение, в связи с этим инвестиционной привлекательности.

Реализация жилищной программы, намеченной генеральными планами, предусматривает сочетание нового жилищного строительства с реконструктивными мероприятиями.

Инвестиционная деятельность Усть-Илимского округа в области строительства планируется направить по следующим отраслям: строительство социального жилья, благоустройство населенного пункта, проведение капитального ремонта и восстановление ветхого жилья, переселение из ветхого и аварийного жилья.

Таблица 2.2.1

Сведения о движении строительных фондов
в поселении, муниципального округа, городского округа, города федерального значения, тыс. м²

Годы	2020	2021	2022	2023	2024
Общая отопляемая площадь строительных фондов на начало года	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Прибыло общей отопляемой площади, в том числе:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
новое строительство, в том числе:	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
- многоквартирные жилые здания	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
- общественно-деловая застройка	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
- индивидуальная жилищная застройка	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Выбыло общей отопляемой площади	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Общая отопляемая площадь на конец года	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Таблица 2.2.2

Перечень потребителей тепловой энергии, планируемых к подключению
к системе теплоснабжения до конца периода действия схемы теплоснабжения (15 лет)

№	Наименование объекта, адресная привязка	№ кадастрового квартала	Источник тепловой энергии	Год планируемого подключения	Строительная площадь, м ²	Подключенная тепловая нагрузка отопления и вентиляции, Гкал/час	Подключенная среднечасовая тепловая нагрузка ГВС, Гкал/час
1	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

2.1. Нормативы потребления тепловой энергии для целей отопления и вентиляции зданий

Базовые показатели удельной потребности в тепловой мощности зданий нового строительства на нужды отопления и вентиляции приведены в таблице.

Таблица 2.3.1.1

Удельные показатели
максимальной тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию жилых домов, Вт/м²

Этажность жилых зданий	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С										
	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-45	-50	-55
Для зданий строительства до 1995 г.											
1-3-этажные многоквартирные отдельностоящие	146	155	165	175	185	197	209	219	228	238	248
2-3-этажные многоквартирные отдельностоящие	108	115	122	129	135	144	153	159	166	172	180
4-6-этажные кирпичные	59	64	69	74	80	86	92	98	103	108	113
4-6-этажные панельные	51	56	61	65	70	75	81	85	90	95	99
7-10-этажные кирпичные	55	60	65	70	75	81	87	92	97	102	107
7-10-этажные панельные	47	52	56	60	65	70	75	80	84	88	93
Более 10 этажей	61	67	73	79	85	92	99	105	111	117	123
Для зданий строительства после 2000 г.											
1-3-этажные многоквартирные	76	76	77	81	85	90	96	102	105	107	109

Этажность жилых зданий	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С										
	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-45	-50	-55
отдельностоящие											
2-3-этажные многоквартирные отдельностоящие	57	57	57	60	65	70	75	80	85	88	90
4-6-этажные	45	45	46	50	55	61	67	72	76	80	84
7-10-этажные	41	41	42	46	50	55	60	65	69	73	76
11-14-этажные	37	37	38	41	45	50	54	58	62	65	68
Более 15 этажей	33	33	34	37	40	44	48	52	55	58	61
Для зданий строительства после 2010 г.											
1-3-этажные многоквартирные отдельностоящие	65	66	67	70	73	78	83	87	91	93	94
2-3-этажные многоквартирные отдельностоящие	49	49	50	52	58	64	69	73	77	79	80
4-6-этажные	40	41	42	44	49	55	59	64	67	71	74
7-10-этажные	36	37	38	40	43	48	50	57	60	64	67
11-14-этажные	34	35	36	37	41	45	50	53	56	59	62
Более 15 этажей	31	32	34	35	38	43	47	50	53	56	58
Для зданий строительства после 2015 г.											
1-3-этажные многоквартирные отдельностоящие	60	61	62	64	67	72	77	81	84	85	86
2-3-этажные многоквартирные отдельностоящие	47	48	49	51	55	59	64	67	71	73	74
4-6-этажные	37	38	40	42	45	49	55	59	64	66	69
7-10-этажные	34	35	36	37	40	42	48	52	56	59	62
11-14-этажные	31	32	33	35	37	41	45	49	52	55	57
Более 15 этажей	30	31	32	33	36	40	43	47	50	52	55

Удельная базовая потребность зданий нового строительства в тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции с учетом расчетной разности температур внутреннего и наружного воздуха приведены в таблице.

Таблица 2.3.1.2

Удельная базовая потребность зданий нового строительства в тепловой мощности на нужды отопления и вентиляции ккал/(ч* м³)

Тип здания	Расчетная температура внутреннего воздуха	Этажность здания							
		1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
1 Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	20	17,2	15,7	14,1	13,6	12,7	12,1	11,4	11
2 Общественные, кроме перечисленных в строках 3-6	18	17,6	15,9	15,1	13,4	13	12,4	11,7	11,2
3 Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	20	14,9	14,5	14	13,6	13,2	12,7	12,3	11,8
4 Дошкольные учреждения, хосписы	21	20,2	20,2	20,2					
5 Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки	18	9,6	9,2	8,8	8,4	8,4			
склады	16	9,1	8,8	8,4	8	8			
6 Административного назначения (офисы)	18	15,1	14,2	13,8	11,3	10	9,2	8,4	8,4

Удельная базовая потребность зданий нового строительства в тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции с учетом расчетной разности температур внутреннего и наружного воздуха на 1 м² общей площади при принятой для расчета высоте этажа приведены в таблице.

Таблица 2.3.1.3

Удельная базовая потребность зданий нового строительства
в тепловой мощности на нужды отопления и вентиляции ккал/(ч*м²)

Тип здания	Высота этажа	Этажность здания							
		1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
1 Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	3,5	60,2	54,8		47,5	44,5	42,2	39,9	38,4
2 Общественные, кроме перечисленных в строках 3-6	3	51,662	47,7	45,2	40,2	38,9	37,1	35,1	33,7
	6	105,5	95,3	90,4	80,4	77,8	74,1	70,2	67,4
	12	211	190,7	180,7	160,8	155,6	148,2	140,4	134,8
3 Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	3	41,4	43,4	42,1	40,7	39,5	38,1	36,8	35,3
4 Дошкольные учреждения, хосписы	3	60,5	60,5	60,5	0	0	0	0	0
5 Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки,	3	28,8	27,6	26,3	25,1	25,1	0	0	0
	6	57,6	55,3	52,7	50,3	50,3	0	0	0
склады	6	52,1	50	47,6	45,5	45,5			
	12	104,3	100	95,3	91	59,8			
6 Административного назначения (офисы)	3	45,2	42,7	41,4	33,9	30,1	27,6	25,1	25,1
	4,5	67,8	64	62,1	50,9	45,2	41,4	37,7	37,7
	6	90,4	85,4	81,662	67,8	60,2	55,3	50,3	50,3

Согласно приказу Министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 17.11.2020 № 58-38-мпр «Об установлении и утверждении отдельных нормативов потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области», нормативы потребления указаны в таблицах.

Таблица 2.3.1.1

Об установлении и утверждении отдельных нормативов потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области (многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно)

№ п/п	Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Категория многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
			Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные жилые дома со стенами из панелей, блоков	Многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
		Этажность	Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно		
1	2	3	4	5	6
26	Муниципальное образование город Усть-Илимск, муниципальные образования Усть-Илимского района	1	0,0458	0,0458	0,0458
		2	0,0433	0,0433	0,0433
		3-4	0,0302	0,0302	0,0302
		5-9	0,0270	0,0270	0,0270
		12	0,0257	0,0257	0,0257
		14 и более	0,0279	0,0279	0,0279

Таблица 2.3.1.2

Об установлении и утверждении отдельных нормативов потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области (многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки)

№ п/п	Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Категория многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
			Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные жилые дома со стенами из панелей, блоков	Многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
		Этажность	Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
1	2	3	4	5	6
26	Муниципальное образование город Усть-	1	0,0216	0,0216	0,0216
		2	0,0181	0,0181	0,0181

№ п/п	Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Категория многоквар тирного (жилого) дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
			Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные жилые дома со стенами из панелей, блоков	Многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
		Этажность	Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
	Илимск, муниципальные образования Усть- Илимского района	3	0,0198	0,0198	0,0198
		4-5	0,0171	0,0171	0,0171
		6-7	0,0172	0,0172	0,0172
		8	0,0165	0,0165	0,0165
		9	0,0165	0,0165	0,0165
		10	0,0160	0,0160	0,0160
		11	0,0160	0,0160	0,0160
		12 и более	0,0155	0,0155	0,0155

3. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Прогноз прироста тепловых нагрузок потребителей, сгруппированных по зонам действия источников тепловой энергии представлен в таблице.

Таблица 2.4.1

Прогнозы приростов спроса на тепловую мощность для централизованного теплоснабжения с разделением по видам теплоснабжения, Гкал/ч

Источник централизованного теплоснабжения	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, %	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, Гкал/ч	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, %
2024 год										
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	3,900	3,12	0,0124	3,108	10,04 %	0,04700	0,468	0,515	2,64	67,68 %
котельная «Школьная», п. Бадарминск	3,000	1,60	0,0135	1,587	10,05 %	0,043	0,428	0,471	1,16	57,93 %
котельная «Центральная» с. Ершово	5,4	2,85	0,0100	2,840	3,33 %	0,020	0,600	0,620	2,24	62,22 %
КТВС, р.п. Железнодорожный	23,0	23	0,2300	22,770	18,18 %	1,71510	9,432	11,147	13,34	57,99 %
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	6,42	6,00	0,0549	5,945	39,04 %	0,748	1,915	2,663	4,03	67,17 %
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	4,18	4	0,0231	3,977	28,16 %	0,2457	0,873	1,118	3,10	77,61 %
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	2,18	2,25	0,0113	2,239	10,69 %	0,058	0,538	0,595	1,70	75,59 %
электростанция п. Невон	20,8	20,8	0,2000	20,600	4,81 %	0,500	10,400	10,900	10,20	49,04 %
электростанция с. Подъеланка	12,55	20,80	0,0200	20,780	7,01 %	0,09	1,283	1,373	19,50	93,74 %
котельная на твердом топливе с. Подъеланка	3,87	3,86	0,0200	3,840	7,01 %	0,09	1,283	1,373	2,56	66,24 %
котельная «Центральная» п. Седаново	8,38	5,8	0,0300	5,770	6,16 %	0,090	1,46	1,550	4,31	74,31 %
котельная «Центральная» п. Тубинский	8,0	7,75	0,3100	7,440	66,23 %	3,020	4,56	7,580	2,88	36,00 %
котельная п. Эдучанка	3,900	2,16	0,0125	2,148	23,04 %	0,053	0,23	0,283	1,92	76,70 %
2025 -2027 годы										
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	3,900	3,12	0,0124	3,108	10,04 %	0,04700	0,468	0,515	2,64	67,68 %
котельная «Школьная», п. Бадарминск	3,000	1,60	0,014	1,587	10,05 %	0,043	0,428	0,471	1,16	57,93 %
котельная «Центральная» с. Ершово	5,4	2,85	0,01	2,840	3,33 %	0,020	0,60	0,620	2,24	62,22 %
КТВС, р.п. Железнодорожный	23,0	23	0,23	22,770	18,18 %	1,715	9,43	11,147	13,34	57,99 %
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	6,42	6,00	0,05	5,945	39,04 %	0,748	1,92	2,663	4,03	67,17 %
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	4,18	4	0,02	3,977	28,16 %	0,246	0,87	1,118	3,10	77,61 %
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	2,18	2,25	0,01	2,239	10,69 %	0,058	0,54	0,595	1,70	75,59 %
электростанция п. Невон	20,8	20,8	0,20	20,600	4,81 %	0,500	10,40	10,900	10,20	49,04 %

Источник централизованного теплоснабжения	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, %	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, Гкал/ч	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, %
электрокотельная с. Подъеланка	12,55	20,80	0,02	20,780	7,01 %	0,090	1,283	1,373	19,50	93,74 %
котельная на твердом топливе с. Подъеланка	3,87	3,86	0,02	3,840	7,01 %	0,090	1,283	1,373	2,56	66,24 %
котельная «Центральная» п. Седаново	8,38	5,80	0,03	5,770	6,16 %	0,090	1,46	1,550	4,31	74,31 %
котельная «Центральная» п. Тубинский	8,0	7,75	0,31	7,440	66,23 %	3,020	4,56	7,580	2,88	36,00 %
котельная п. Эдучанка	2,0	2,16	0,01	2,148	23,04 %	0,053	0,23	0,283	1,92	76,70 %
2028-2030 годы										
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	3,900	3,12	0,0124	3,108	10,04 %	0,04700	0,468	0,515	2,64	67,68 %
котельная «Школьная», п. Бадарминск	3,000	1,60	0,0135	1,587	10,05 %	0,04300	0,428	0,471	1,16	57,93 %
котельная «Центральная» с. Ершово	5,4	2,85	0,0100	2,840	3,33 %	0,02000	0,600	0,620	2,24	62,22 %
КТВС, р.п. Железнодорожный	23,0	23	0,2300	22,770	18,18 %	1,71510	9,432	11,147	13,34	57,99 %
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	6,42	6,00	0,0549	5,945	39,04 %	0,74760	1,915	2,663	4,03	67,17 %
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	4,18	4	0,0231	3,977	28,16 %	0,24570	0,873	1,118	3,10	77,61 %
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	2,18	2,25	0,0113	2,239	10,69 %	0,05750	0,538	0,595	1,70	75,59 %
электрокотельная п. Невон	20,8	20,8	0,2000	20,600	4,81 %	0,50000	10,400	10,900	10,20	49,04 %
электрокотельная с. Подъеланка	12,55	20,80	0,0200	20,780	7,01 %	0,09000	1,283	1,373	19,50	93,74 %
котельная на твердом топливе с. Подъеланка	3,87	3,86	0,0200	3,840	7,01 %	0,09000	1,283	1,373	2,56	66,24 %
котельная «Центральная» п. Седаново	8,38	5,80	0,0300	5,770	6,16 %	0,09000	1,460	1,550	4,31	74,31 %
котельная «Центральная» п. Тубинский	8,0	7,75	0,3100	7,440	66,23 %	3,02000	4,560	7,580	2,88	36,00 %
котельная п. Эдучанка	2,0	2,16	0,01	2,148	23,04 %	0,05300	0,23	0,283	1,92	76,70 %
2031-2034 годы										
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	3,900	3,12	0,0124	3,108	10,04 %	0,04700	0,468	0,515	2,64	67,68 %
котельная «Школьная», п. Бадарминск	3,000	1,60	0,01	1,59	10,05 %	0,043	0,428	0,47	1,16	57,93 %
котельная	5,4	2,85	0,01	2,84	3,33	0,020	0,600	0,62	2,24	62,22

Источник централизованного теплоснабжения	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, %	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, Гкал/ч	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, %
«Центральная» с. Ершово					%					%
КТВС, р.п. Железнодорожный	23,0	23	0,23	22,77	18,18 %	1,715	9,432	11,15	13,34	57,99 %
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	6,42	6,00	0,05	5,95	39,04 %	0,748	1,915	2,66	4,03	67,17 %
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	4,18	4	0,02	3,98	28,16 %	0,246	0,873	1,12	3,10	77,61 %
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	2,18	2,25	0,01	2,24	10,69 %	0,058	0,538	0,60	1,70	75,59 %
электрокотельная п. Невон	20,8	20,8	0,20	20,60	4,81 %	0,500	10,400	10,90	10,20	49,04 %
электрокотельная с. Подъяланка	12,55	20,80	0,02	20,78	7,01 %	0,090	1,283	1,37	19,50	93,74 %
котельная на твердом топливе с. Подъяланка	3,87	3,86	0,02	3,84	7,01 %	0,090	1,283	1,37	2,56	66,24 %
котельная «Центральная» п. Седаново	8,38	5,80	0,03	5,77	6,16 %	0,090	1,460	1,55	4,31	74,31 %
котельная «Центральная» п. Тубинский	8,0	7,75	0,31	7,44	66,23 %	3,020	4,560	7,58	2,88	36,00 %
котельная п. Эдучанка	2,0	2,16	0,01	2,15	23,04 %	0,05	0,23	0,28	1,92	76,70 %

Анализ приведенных в таблицах данных показывает, что наблюдается сохранение резерва тепловой мощности к расчётному сроку реализации схемы теплоснабжения тепловой энергии.

4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя объектами жилья и соцкультбыта, расположенными в производственных зонах, не планируется.

Планируемые для размещения объекты федерального значения, объекты регионального значения и местного значения района Схемой территориального планирования мероприятия не предусмотрены.

4.1. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель

Согласно Федеральному закону от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», наряду со льготами, установленными федеральными законами в отношении физических лиц, льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель устанавливаются при наличии соответствующего закона субъекта Российской Федерации. Законом субъекта Российской Федерации устанавливаются лица, имеющие право на льготы, основания для предоставления льгот и порядок компенсации выпадающих доходов теплоснабжающих организаций.

Перечень потребителей или категорий потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, имеющих право на льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель (за исключением физических лиц), подлежит опубликованию в порядке, установленном правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Льготные тарифы могут быть установлены для социально значимых потребителей тепловой энергии (или для отдельных объектов таких потребителей), к которым, согласно перечню Постановления Правительства РФ № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», относятся:

- 1) органы государственной власти;
- 2) медицинские учреждения;
- 3) учебные заведения начального и среднего образования;
- 4) учреждения социального обеспечения;
- 5) метрополитен;
- 6) воинские части Министерства обороны Российской Федерации, МВД Российской Федерации, Федеральной службы безопасности, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, Федеральной службы охраны Российской Федерации;
- 7) исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы;
- 8) федеральные ядерные центры и объекты, работающие с ядерным топливом и материалами;
- 10) объекты по производству взрывчатых веществ и боеприпасов, выполняющие государственный оборонный заказ, с непрерывным технологическим процессом, требующим поставок тепловой энергии;
- 11) животноводческие и птицеводческие хозяйства, теплицы;
- 12) объекты вентиляции, водоотлива и основные подъемные устройства дровяных и горнорудных организаций;
- 13) объекты систем диспетчерского управления железнодорожного, водного и воздушного транспорта.

4.2. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения

В соответствии с действующим законодательством деятельность по производству, передаче и распределению тепловой энергии регулируется государством, тарифы на тепловую энергию ежегодно устанавливаются тарифными комитетами.

Одновременно Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» определено, что поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 г., могут осуществляться на основе долгосрочных договоров теплоснабжения (на срок более чем 1 год), заключенных между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающей организацией по ценам, определенным соглашением сторон.

Основными параметрами формирования долгосрочной цены являются:

- 1) обеспечение экономической доступности услуг теплоснабжения потребителям;
- 2) НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включаются экономически обоснованные эксплуатационные издержки;
- 3) в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включается амортизация по объектам инвестирования и расходы на финансирование капитальных вложений (возврат инвестиций инвестору или финансирующей организации) из прибыли; суммарная инвестиционная составляющая в цене складывается из амортизационных отчислений и расходов на финансирование инвестиционной деятельности из прибыли с учетом возникающих налогов;
- 4) необходимость выработки мер по сглаживанию ценовых последствий инвестирования (оптимальное «нагружение» цены инвестиционной составляющей);
- 5) обеспечение компромисса интересов сторон (инвесторов, потребителей, эксплуатирующей организации) достигается разработкой долгосрочного ценового сценария, обеспечивающего приемлемую коммерческую эффективность инвестиционных проектов и پوشильные для потребителей расходы за услуги теплоснабжения.

Прерогатива заключения долгосрочных договоров принадлежит единой теплоснабжающей организации. В настоящее время отсутствует информация о подобных договорах теплоснабжения муниципального округа. Спрогнозировать заключение свободных долгосрочных договоров на данном этапе не представляется возможным.

4.3. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене

В настоящее время данная модель применима только для теплосетевых организаций, поскольку Методические указания, утвержденные Приказом ФСТ от 13.06.2013 № 760-э, и утвержденные параметры RAB-регулирования действуют только для организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии. Для перехода на этот метод регулирования тарифов необходимо согласование ФСТ России. Тарифы по методу доходности инвестированного капитала устанавливаются на долгосрочный период регулирования (долгосрочные тарифы): не менее 5 лет (при переходе на данный метод первый период долгосрочного регулирования не менее 3-х лет), отдельно на каждый финансовый год.

При установлении долгосрочных тарифов фиксируются две группы параметров:

- 1) пересматриваемые ежегодно (объем оказываемых услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционной программы (ИП));
- 2) не пересматриваемые в течение периода регулирования (базовый уровень операционных расходов (ОРЕХ) и индекс их изменения, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок возврата инвестированного капитала, уровень надежности и качества услуг);
- 3) определен порядок формирования НВВ организации, принимаемой к расчету при установлении тарифов, правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала, правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.

Основные параметры формирования долгосрочных тарифов методом RAB:

1) тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается

2) инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации;

3) для первого долгосрочного периода регулирования установлены ограничения по структуре активов: доля заемного капитала - 0,3, доля собственного капитала 0,7;

4) срок возврата инвестированного капитала (20 лет); в НВВ для расчета тарифа не учитывается амортизация основных средств в соответствии с принятым организацией способом начисления амортизации, в тарифе учитывается амортизация капитала, рассчитанная из срока возврата капитала 20 лет;

5) рыночная оценка первоначально инвестированного капитала и возврат первоначального и нового капитала при одновременном исключении амортизации из операционных расходов ведет к снижению инвестиционного ресурса, возникает противоречие с Положением по бухгалтерскому учету, при необходимости осуществления значительных капитальных вложений - ведет к значительному увеличению расходов на финансирование ИП из прибыли и возникновению дополнительных налогов;

6) устанавливается норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование (на каждый год первого долгосрочного периода регулирования, на последующие долгосрочные периоды норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование, устанавливается одной ставкой);

7) осуществляется перераспределение расчетных объемов НВВ периодов регулирования в целях сглаживания роста тарифов (не более 12 % НВВ регулируемого периода).

Доступна данная финансовая модель для предприятий, у которых есть достаточные «собственные средства» для реализации инвестиционных программ, возможность растягивать возврат инвестиций на 20 лет, возможность привлечь займы на условиях установленной доходности на инвестируемый капитал. Для большинства ОКК установленная параметрами RAB-регулирования норма доходности инвестированного капитала не позволяет привлечь займы на финансовых рынках в современных условиях, т.к. стоимость заемного капитала по условиям банков выше. Привлечение займов на срок 20 лет тоже проблематично и влечет за собой схемы неоднократного перекредитования, что значительно увеличивает расходы ОКК на обслуживание займов, финансовые потребности ИП и риски при их реализации. Таким образом, для большинства ОКК применение RAB-регулирования не ведет к возникновению достаточных источников финансирования ИП (инвестиционных ресурсов), позволяющих осуществить реконструкцию и модернизацию теплосетевого комплекса при существующем уровне его износа.

Использование данного метода разрешено только для теплосетевых организаций из списка пилотных проектов, согласованного ФСТ России. В дальнейшем широкое распространение данного метода для теплосетевых и других теплоснабжающих организаций коммунального комплекса будет происходить только в случае положительного опыта запущенных пилотных проектов.

ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ УСТЬ-ИЛИМСКОГО ОКРУГА

В соответствии с п. 2 Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», настоящая Глава является необязательной для поселений численностью населения до 100 тыс. человек, в связи с чем в настоящей актуализации не разрабатывается.

ГЛАВА 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения - балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды

Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки отражены в главе 2.

2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии

Системы теплоснабжения представляют собой взаимосвязанный комплекс потребителей тепла, отличающихся как характером, так и величиной теплопотребления. Режимы расходов тепла многочисленными абонентами неодинаковы. Тепловая нагрузка отопительных установок изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха, оставаясь практически стабильной в течение суток. Расход тепла на горячее водоснабжение не зависит от температуры наружного воздуха, но изменяется как по часам суток, так и по дням недели.

В этих условиях необходимо искусственное изменение параметров и расхода теплоносителя в соответствии с фактической потребностью абонентов. Регулирование повышает качество теплоснабжения, сокращает перерасход тепловой энергии и топлива.

В зависимости от места осуществления регулирования различают центральное, групповое, местное и индивидуальное регулирование.

Центральное регулирование выполняют в котельной по преобладающей нагрузке, характерной для большинства абонентов. В тепловых сетях такой нагрузкой может быть отопление или совместная нагрузка отопления и горячего водоснабжения. На ряде технологических предприятий преобладающим является технологическое теплопотребление.

Местное регулирование предусматривается на абонентском вводе для дополнительной корректировки параметров теплоносителя с учетом местных факторов.

Индивидуальное регулирование осуществляется непосредственно у теплопотребляющих приборов, например, у нагревательных приборов систем отопления, и дополняет другие виды регулирования.

Тепловая нагрузка многочисленных абонентов современных систем теплоснабжения неоднородна не только по характеру теплопотребления, но и по параметрам теплоносителя. Поэтому центральное регулирование отпуска тепла дополняется групповым, местным и индивидуальным, т. е. осуществляется комбинированное регулирование.

Комбинированное регулирование, состоящее из нескольких ступеней, взаимно дополняющих друг друга, создает наиболее полное соответствие между отпуском тепла и фактическим теплопотреблением.

По способу осуществления регулирования может быть автоматическим и ручным.

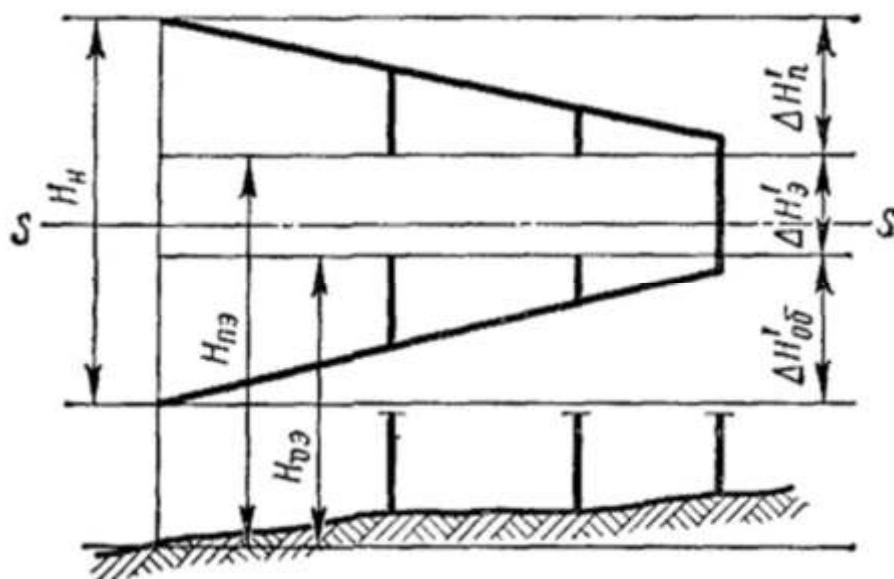


Рисунок 4.2.1 - Пьезометрический график тепловой сети при пропорциональной разрегулировке абонентов.

Гидравлическим режимом определяется взаимосвязь между расходом теплоносителя и давлением в различных точках системы в данный момент времени.

Расчетный гидравлический режим характеризуется распределением теплоносителя в соответствии с расчетной тепловой нагрузкой абонентов. Давление в узловых точках сети и на абонентских вводах равно расчетному. Наглядное представление об этом режиме дает пьезометрический график, построенный по данным гидравлического расчета.

Однако в процессе эксплуатации расход воды в системе изменяется. Переменный расход вызывается неравномерностью водопотребления на горячее водоснабжение, наличием местного количественного регулирования разнородной нагрузки, а также различными переключениями в сети. Изменение расхода воды и связанное с ним изменение давления приводят к нарушению как гидравлического, так и теплового режима абонентов. Расчет гидравлического режима дает возможность определить перераспределение расходов и давлений в сети и установить пределы допустимого изменения нагрузки, обеспечивающие безаварийную эксплуатацию системы.

Гидравлические режимы разрабатываются для отопительного и летнего периодов времени. В открытых системах теплоснабжения дополнительно рассчитывается гидравлический режим при максимальном водоразборе из обратного и подающего трубопроводов.

Расчет гидравлического режима базируется на основных уравнениях гидродинамики. В тепловых сетях, как правило, имеет место квадратичная зависимость падения давления ΔP (Па) от расхода:

$$\Delta P = S \cdot V^2$$

где S — характеристика сопротивления, представляющая собой падение давления при единице расхода теплоносителя, Па/(м³/ч)²; V — расход теплоносителя, м³/ч.

Гидравлический режим систем теплоснабжения в значительной степени зависит от нагрузки горячего водоснабжения. Суточная неравномерность водопотребления, а также сезонное изменение расхода сетевой воды на горячее водоснабжение существенно изменяют гидравлический режим системы.

При отсутствии регуляторов расхода переменная нагрузка горячего водоснабжения вызывает изменение расходов воды, как в тепловой сети, так и в отопительных системах, особенно на конечных участках сети.

Центральное регулирование гидравлическим режимом в таких случаях возможно лишь при обеспечении одинаковой степени изменения расхода воды на отопление у всех потребителей. Исследованиями доказано, что для пропорциональной разрегулировки отопительных систем должны быть выполнены следующие условия:

1) отношение расчетных расходов воды на горячее водоснабжение и отопление должно быть одинаково у всех абонентов при одинаковом суточном графике водопотребления;

2) при начальной регулировке системы, производимой при расчетном расходе воды на вводах, у всех абонентов устанавливаются одинаковые полные давления в подающей линии перед элеватором НПЭ и в обратном трубопроводе после отопительной системы НОЭ.

Разработка гидравлического режима тепловых сетей.

Гидравлический режим тепловых сетей определяет давление в любой точке в подающих и обратных трубопроводах, располагаемые напоры на выводах тепловой сети у источника теплоты и на тепловых пунктах потребителей, давление во всасывающих патрубках сетевых и подкачивающих насосов, требуемые напоры насосов источника теплоты и подкачивающих станций. К гидравлическому режиму работы тепловых сетей предъявляют следующие требования:

1) давление воды в обратных трубопроводах не должно превышать допустимого рабочего давления в непосредственно присоединенных системах потребителей теплоты и в то же время должно быть выше на 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) статического давления систем отопления для обеспечения их заполнения;

2) давление воды в обратных трубопроводах тепловой сети во избежание подсоса воздуха должно быть не менее 0,05 МПа (0,5 кгс/см²);

3) давление воды во всасывающих патрубках сетевых, подпиточных, подкачивающих и смесительных насосов не должно превышать допустимого по условиям прочности конструкции насосов и быть не ниже 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) или величины допустимого кавитационного запаса;

4) давление в подающем трубопроводе при работе сетевых насосов должно быть таким, чтобы не происходило кипения воды при ее максимальной температуре в любой точке подающего трубопровода, в оборудовании источника теплоты и в приборах систем теплопотребителей, непосредственно присоединенных к тепловым сетям; при этом давление в оборудовании источника теплоты и тепловой сети не должно превышать допустимых пределов их прочности;

5) перепад давлений на тепловых пунктах потребителей должен быть не меньше гидравлического сопротивления систем теплопотребления с учетом потерь давления в дроссельных диафрагмах и соплах элеваторов в случае их присутствия;

6) статическое давление в системе теплоснабжения не должно превышать допустимого давления в оборудовании источника теплоты, в тепловых сетях и системах теплопотребления, непосредственно присоединенных к сетям, и обеспечивать заполнение их водой; статическое давление должно определяться условно для температуры воды до 100 °С; для случаев аварийной остановки сетевых насосов или отключения отдельных участков тепловой сети при сложных рельефе местности и гидравлическом режиме допускается учитывать повышение статического давления во избежание кипения воды с температурой выше 100°С.

Для учета взаимного влияния рельефа местности, высоты абонентских систем, потерь давления в тепловых сетях и предъявляемых выше требований в процессе разработки гидравлического режима тепловой сети необходимо строить пьезометрический график. На пьезометрических графиках величины гидравлического потенциала выражены в единицах напора.

Пьезометрический график представляет собой графическое изображение напоров в тепловой сети относительно местности, на которой она проложена. На пьезометрическом графике в определенном масштабе наносят рельеф местности, высоту присоединенных зданий, величины напоров в сети. На горизонтальной оси графика откладывают длину сети, а на вертикальной оси - напоры. Линии напоров в сети наносят как для рабочего, так и для статического режимов.

Пьезометрические графики построены с учетом рекомендаций и параметров работы существующего оборудования на источниках тепла.

Выводы по разработке гидравлического режима тепловых сетей.

Данные выводы относятся ко всем рассмотренным теплотрассам.

1) Давление в отдельных точках системы не превышает пределы прочности, следовательно, нет необходимости предусматривать подключение отдельных потребителей по независимой схеме или деление тепловых сетей на зоны с выбором для каждой зоны своей линии статического напора.

2) Так как профиль трассы практически ровный, требование заполнения верхних точек систем теплопотребления, не превышая допустимые давления, выполняется.

3) Напор в любой точке тепловой сети определяется величиной отрезка между данной точкой и линией пьезометрического графика подающей или обратной магистрали.

4) Напоры на входе сетевых насосов и на выходе из источника теплоты, удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к гидравлическому режиму.

5) Так как тепловые сети не большой протяженности и профиль теплотрассы не сложный, для обеспечения требований гидравлического режима, установка подкачивающих насосных и дроссельных станций на подающем и обратном трубопроводах не требуется.

Рекомендации по выполнению мероприятий на тепловых сетях.

Для согласованной работы всех теплопотребителей и контроля параметров теплоносителя на отдельно взятом объекте, рекомендуем:

1) промыть систему отопления каждого здания и сооружения включая отопительные приборы;

2) для контроля и регулирования входных и выходных параметров теплоносителя на вводе в здания и сооружения установить контрольно-измерительные приборы прямого действия (манометры, термометры):

а) на подающем и обратном трубопроводе каждого здания или сооружения;

б) на подающем трубопроводе после запорной арматуры и на обратном трубопроводе до запорной арматуры каждого ответвления по ходу теплоносителя при наличии распределительных коллекторов;

3) система приготовления горячего водоснабжения должна иметь регулирующую арматуру и не оказывать разрегулирующего воздействия на систему отопления здания или сооружения;

4) имеющиеся в зданиях и сооружениях индивидуальные тепловые пункты и потребители тепловой энергии, имеющие автоматическое регулирование должны быть настроены в соответствии с теплопотреблением здания или сооружения;

5) для обеспечения надёжной и бесперебойной работы внутренней системы отопления, включая отопительные приборы установить на подающем и обратном трубопроводе каждого здания или сооружения фильтры механической очистки теплоносителя. Предусмотреть запорную арматуру, позволяющую легко провести обслуживание фильтров;

6) для исключения перерасхода тепловой и электрической энергии, а также топлива котельной установить узлы учёта потребляемого тепла на каждом здании и сооружении;

7) на выходе теплоносителя из здания или сооружения установить регулирующую арматуру (балансировочный клапан), для установления номинального расхода теплоносителя применительно к каждому объекту;

8) для снижения потребления тепловой энергии без ухудшения качества отопления рекомендуем установить индивидуальные тепловые пункты с автоматическим регулированием на каждом здании или сооружении, что позволяет:

а) регулировать температуру теплоносителя, а, следовательно, и температуру внутри помещений в прямой зависимости от температуры наружного воздуха;

б) поддерживать температуру теплоносителя в обратном трубопроводе индивидуального теплового пункта (сетевой воды возвращаемую на котельные) на одном и том же уровне в течение длительного времени.

3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

На источниках теплоснабжения дефицитов тепловой мощности не выявлено. Анализ приведенных в главе 2 данных показывает, что наблюдается сохранение резерва тепловой мощности к расчётному сроку реализации схемы теплоснабжения.

ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ УСТЬ-ИЛИМСКОГО ОКРУГА

1. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения муниципального округа (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения)

В соответствии с Генеральным планом развития Усть-Илимского округа, в расчётный период и краткосрочной перспективе структура систем и объектов централизованного теплоснабжения будет сохраняться.

В Мастер-плане сформировано 2 варианта развития системы теплоснабжения Усть-Илимского округа.

1 вариант предполагает сохранение существующей системы теплоснабжения реконструкцией источника теплоснабжения по мере износа, либо неисправного состояния основного и вспомогательного оборудования в процессе эксплуатации. Развитие тепловых сетей выполняется без подключения новых абонентов, а также выполняется ремонт и замена существующих.

Предпосылкой для разработки Варианта послужили Требования к схемам теплоснабжения (постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154).

В целях повышения качества централизованного теплоснабжения на территории Усть-Илимского муниципального округа предлагается оснащение источника приборами учета, а также выполнение следующих мероприятий:

- 1) ремонт и замена оборудования котельных с высокой степенью износа;
- 2) обеспечение потребителей приборами учета тепловой энергии;
- 3) ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа;
- 4) строительство тепловых сетей к существующим потребителям.

Данный вариант развития системы теплоснабжения на территории Усть-Илимского округа предлагает сравнительно небольшие капиталовложения с небольшим сроком окупаемости, что не сильно повлияет на увеличение динамики роста тарифов на тепловую энергию, а также обеспечит возможность подключения новых потребителей.

2 вариант предполагает сохранение существующей системы теплоснабжения с без подключения новых потребителей, а также реконструкцией источника теплоснабжения по мере износа, либо неисправного состояния основного и вспомогательного оборудования в процессе эксплуатации. Развитие тепловых сетей выполняется с подключением новых абонентов, а также выполняется ремонт и замена существующих. Строительство и перекладка сетей, резервных трубопроводных связей, в тепловых сетях одного района теплоснабжения, с увеличением диаметра для возможности аварийного переключения потребителей от одного участка к другому, на случай выхода из строя одного из участков тепловых сетей позволит повысить надежность теплоснабжения.

Предпосылкой для разработки Варианта послужили Требования к схемам теплоснабжения (постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154).

В целях повышения качества централизованного теплоснабжения на территории Усть-Илимского округа предлагается оснащение источника приборами учета, а также выполнение следующих мероприятий:

План мероприятий по модернизации объектов теплоснабжения и подготовке к отопительному сезону объектов коммунальной инфраструктуры, находящихся в муниципальной собственности Усть-Илимского округа на 2025-2034 годы:

- 1) ремонт и замена оборудования котельных с высокой степенью износа;
- 2) установка дизель-генераторных установок;
- 3) обеспечение потребителей приборами учета тепловой энергии;
- 4) ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа;
- 5) строительство тепловых сетей к существующим потребителям;
- 6) строительство тепловых сетей к перспективным потребителям;
- 7) строительство и перекладка сетей, резервных трубопроводных связей, в тепловых сетях одного района теплоснабжения, с увеличением диаметра для возможности аварийного переключения потребителей от одного участка к другому, на случай выхода из строя одного из участков тепловых сетей.

Данный вариант развития системы теплоснабжения на территории Усть-Илимского округа предлагает незначительные капиталовложения с небольшим сроком окупаемости, что не повлияет на

увеличение динамики роста тарифов на тепловую энергию. При выборе данного варианта будет обеспечена максимальная надежность системы теплоснабжения.

Ммероприятия по модернизации теплоисточников :

КТВС, р.п. Железнодорожный	1) автоматизация технологического процесса работы котлов № 1,2,3; 2) капитальный ремонт щековой дробилки СМ-741; 3) приобретения и установка конвейерных весов; 4) приобретение частотных преобразователей для сетевых насосов; 5) установка циклонов БЦ-259 (6х5) на котлы №2 и №3; 6) модернизация котла № 3; 7) транспортёр углеподачи 1-го подъёма; 8) приобретение, демонтаж и монтаж редуктора марки РЦД-400 с электродвигателем 5А 160S4 15/1500; 9) замена редуктора забрасывателя ЗП-600 М2 с электродвигателем на котле № 3; 10) капитальный ремонт наружных газоходов котла № 3; 11) капитальный ремонт внутренних газоходов котлов № 2, 3; 12) замена транспортной ленты топливоподачи - 2 тракта; 13) капитальный ремонт котла № 2 ДКВр 10/13; 14) капитальный ремонт здания ТП-20; 15) замена троса ШЗУ; 16) замена экономайзера котла № 1 на чугунный экономайзер ЭБ-1-330И; 17) приобретение и монтаж насосного агрегата марки 1Д630-906 с электродвигателем мощностью 160кВт (СН-3)
котельная № 4 р.п. Железнодорожный	1) замена котла № 1 на безнакипный котел КВр(м)-1,8 с топкой ТШПМ-2,0; 2) демонтаж котла № 2 марки КВм-1.8. Приобретение и установка безнакипного котла КВм-1.8 с топкой ТШМП-2,0; 3) дымосос ДС-2. Приобретение, демонтаж и монтаж дымососа ДН-12,5 левого вращения; 4) демонтаж транспортера скребкового, приобретение и монтаж транспортера ШЗУ ТС-2-28; 5) приобретение и монтаж насосного агрегата марки 4Д200- 90 с электродвигателем мощностью 90 кВт (СН-1) ; 6) устройство ограждения
котельная № 3 р.п. Железнодорожный	1) сетевой насос СН-1. Приобретение, демонтаж и монтаж насосного агрегата марки К100-65-200а с электродвигателем 5А 160М2 18,5/3000; 2) установка комплексонатной очистки подпиточной воды на Котельной № 3; 3) котёл №2. Приобретение, демонтаж и монтаж котла марки КВм-1,25 с топкой ТШПм 1,5; 4) подпиточный насос ПН-1. Приобретение, демонтаж и монтаж насосного агрегата марки К8/18 с электродвигателем АДМ112В2 2,2/3000; 5) капитальный ремонт здания
котельная № 6 р.п. Железнодорожный	1) демонтаж котла № 3 марки КВм-1.8. Приобретение и установка безнакипного котла КВм-1.8 с топкой ТШМП-2,0; 2) дымосос ДС-1. Приобретение, демонтаж и монтаж дымососа ДН-9 правого вращения; 3) монтаж накопительной емкости V-60 куб.м. ; 4) сетевой насос СН-1. Приобретение, демонтаж и монтаж насосного агрегата марки К100-65-200а с электродвигателем 5А 180М2 30/3000; 5) капитальный ремонт здания.
центральная котельная с. Ершово	1) Реконструкция котельной с. Ершово с заменой одного котла КВр-1,16 Мвт
дровяная Котельная с. Подъяланка	1) приобретение электродвигателей для линии по производству топливной щепы - 6 единиц: - Электродвигатель на 7,5 кВт-2 ед. - Электродвигатель на 5,5 кВт-2 ед. - Электродвигатель на 15 кВт-2 ед. 2) Приобретение насосов: -сетевой насос Д-320-50, - консольный насос К 390/30
котельная п.Седаново	1) Замена котлов № 1, №2, №6, № 7, № 8, № 9

	2) Замена консольных насосов: Насос К160/30-2 ед.
центральная котельная п.Эдучанка	1) Приобретение котельного оборудования: -сетевой насос К 100-65-200 (А 11 кВт/3000) -2шт. -подпиточный насос К 65-50-458 подача 100, напор 50 -2шт, -циклон (ЦИ-15-600-2уп) -дымосос ДН-9/1500 15кВт/1500 -2шт. -транспортёр шлакозолоудаления
гаражная котельная п.Бадарминск	1) Приобретение консольных насосов К-100-65-200 с электродвигателем 2 ед. 2) Замена электродвигателя 30кВт/1500 об/мин IM1081 IP54 1 ед.
школьная котельная п.Бадарминск	1) Приобретение консольных насосов К-100-65-200 с электродвигателем 1 ед. 2) Замена электродвигателя 30кВт/1500 об/мин IM1081 IP54 1 ед.
центральная котельная п. Тубинский	1) Капитальный ремонт здания котельной по адресу п. Тубинский, промплощадка, кадастровый № 38:17:083201:01:19 2) Замена котельного оборудования - редуктор
центральная котельная п.Невон	1) Приобретение трубы фторопластовой Ф-4, внешний диаметр 240 мм, внутренний диаметр 200мм- 4 пог. м., стержень фторопластовый диаметр 100 мм-2 пог.м , диаметр 150 мм- 2 пог .м. 2) Изготовление бака-аккумулятора объемом 200 м3 для электрокотельной п.Невон в количестве 2 единиц

Мероприятия по модернизации сетей теплоснабжения:

р.п. Железнодорожный

- 1) модернизация (реконструкция) участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. Ленина от ТК83 в районе жилого дома № 60 до ТК89 в районе жилого дома № 52, L-226м (с разработкой проекта);
- 2) капитальный ремонт сетей тепловодоснабжения от ТК99 по ул. Кольцевая до ТК83 по ул. Ленина;
- 3) капитальный ремонт тепловой сети совместно с водопроводом от ТК4 до дома № 37, 39 по ул. Пионерская;
- 4) капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. Кедровая от ТК100 до ТК104, Ду 76 мм;
- 5) капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. Молодогвардейская от ТК1 до ТК8 L=415,4м, Ду 76мм;
- 6) капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. 70 лет Октября от ТК-21 в до ТК-11 L = 424,8м, Ду 76мм;
- 7) капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом от ТК2 до Котельной №6 L=293м, Ду 76мм;
- 8) модернизация (реконструкция) участка сетей тепло-водоснабжения от ТК-51 по ул. Больничная, до жилого дома №18 по ул. Железнодорожная, Ду 76мм;
- 9) капитальный ремонт сетей тепло-водоснабжения по ул. Ленина у магазина Титан от ТК108 до ТК109;
- 10) капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом от ТК5 до ТК5 L=40м, ул. Уральская;
- 11) капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-143 до ТК-149 по ул. Кирова, 2 Ду- 150, L -323 м. Ду-159;
- 12) капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-115 до ул. Ленина, 25 Ду-50, L -67 м;
- 13) замена запорной арматуры в ТК-123 по ул. Ленина (в районе СОШ2 и сквера) 3 Ду –50мм;
- 14) капитальный ремонт тепловых камер с заменой запорной арматуры:
- 15) ТК-52 (в районе маг. Березка по ул. Больничная), ТК-5 (ул. Уральская) ;
- 16) замена запорной арматуры в тепловых камерах:
 - а) ТК2 (в районе Комплекса тепловодоснабжения);
 - б) ТК22 (мкр. Вокзальный, 18) - 2Ду50, Ду32;
 - в) ТК78 (ул. Первопроходцев,8) - 2Ду63, Ду50;
 - г) ТК4 (ул. Уральская) - Ду50;
 - д) ТК63 (ул. Береговая, 1а) - Ду80;

- е) ТК71 (ул. Строительная, 10) - 2Ду80, Ду150;
- 17) капитальный ремонт тепловой изоляции сетей тепловодоснабжения от ТК19 до ТК2 участок длиной 80м, Ду 76 мм;
- 18) капитальный ремонт ул. Железнодорожная - ул. Строительная 11, от ТК69 - ТК72, L-341,5, Ду 200 мм;
- 19) капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-61а до МК УК "МЦБ" по ул. Дорожная, L=100 м, 2Д76, Д50;
- 20) капитальный ремонт участка тепловой сети от врезки в теплосеть в районе скважины №4 до жилого дома №2 по ул. Советская, L=120 м, 2Д50, Д50;
- 21) капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-89 до ТК-92 по ул. Ленина, L=215 м, 2Д76, Д50;
- 21) капитальный ремонт участка тепловой сети по ул. Ленина от ТК-115 до ТК-124А L=220м, 2Д200, Д100;
- 22) капитальный ремонт участка тепловой сети по ул. Ленина от ТК-113 до ТК-115 L=196м, 2Д150, Д100;
- 23) капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-126 до ТК-123 L=142 м, 2Д250, Д100
- 24) строительство сетей тепловодоснабжения в целях подключения новых потребителей объектов капитального строительства - жилищный фонд по ул. Ленина 48 а, 48 б, ул. Северная 9,11, ул. Солнечная 31, 33, Ду 76мм.

с.Ершово

- 1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 1000 метров, от здания котельной по ул. Гагарина до Дома культуры по ул. 23-го Партсъезда, 15А

с. Подъяланка

- 1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 324 метра , от ул. Погодаева д. 4 до ул. Строительная, д. 1.

п. Седаново

- 1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 560 метров, от центральной водонапорной башни до улицы Кирова.

- 2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 120 метров, от котельной до дороги Братск - Усть-Илимск.

п.Эдучанка

- 1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 350 метров, от Центрального перекрестка до ул. Комарово.

п.Бадарминск

- 1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 232 метров, ул. Почтовая (д /сад), амбулатория.

- 2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 270 метров, на участке от ТК 12 до ул. Студенческая 12 .

- 3) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 175 метров, от ул. Студенческая (дома №12.14) до ТК № 6 и ТК 9.

- 4) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 190 метров, от ТК № 5 до ул. Студенческая.

- 5) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 175 метров, от ул. Студенческая (дома №12.14) до ТК № 6 и ТК 11.

- 6) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 50 метров, от ул. от ТК № 5 до ул. Строительная.

- 7) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 190 метров, от ТК №12 до ул.Строительная .

- 8) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 270 метров, от ул. Студенческая до ТК 15.

- 9) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 475 метров, от ТК 11 ул. Ленина до ТК 20 ул. Солнечная.

п. Тубинский

- 1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 100м от ТК 4/3 до ТК б/н.

- 2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 100 м от Т/К 1/12 до Тубинской врачебной амбулатории.

- 3) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 600 м от Т/к 02 до Т/к 04.
- 4) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 200 метров от Т/К 04 до Т/к 05.
- 5) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 170 метров от Т/К 1/11 до т/к 1/13.
- 6) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 70 метров от Т/К 00 до Т/К 03.
- 7) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 250 метров от Т/К 03 до Т/К 3/5.

п.Невон

- 1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок сети от котельной от ТК-0 до УТ-1, протяженность участка 210 м, ДУ 150 мм.
- 2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок сети от котельной от ТК-0 до ТК-8, протяженность участка 710 м, ДУ 219 мм.
- 3) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок сети от котельной от УТ-1 до УТ-3 протяженность участка 112 м, ДУ 108 мм

2. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения

В данный момент наиболее приоритетным является 2 вариант развития. При выборе данного варианта будет обеспечена максимальная надежность системы теплоснабжения.

3. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения УСТЬ-ИЛИМСКОГО округа

1 вариант развития системы теплоснабжения на территории Усть-Илимского округа предлагает сравнительно небольшие капиталовложения с небольшим сроком окупаемости, что не сильно повлияет на увеличение динамики роста тарифов на тепловую энергию, а также не обеспечит возможность подключения новых потребителей.

2 вариант развития системы теплоснабжения на территории Усть-Илимского округа предлагает незначительные капиталовложения с небольшим сроком окупаемости, что не повлияет на увеличение динамики роста тарифов на тепловую энергию. При выборе данного варианта будет обеспечена максимальная надежность системы теплоснабжения.

ГЛАВА 6. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

1. Расчетная величина нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии

Таблица 2.6.1.1

Расчетные потери теплоносителя, м³ (без учета ГВС)

Наименование котельной	Диаметр трубопровода, d_y , мм	Удельный объем воды трубопровода i -го диаметра, V_i , м ³ /км	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	$V_i l_i$, м ³
котельная «Гаражная» п. Бадарминск	38-159	0,0032	5491	27,01
котельная «Школьная» п. Бадарминск				
котельная «Центральная» с. Ершово	150	0,0158	565	8,94
	108	0,0079	60	0,47
	82	0,0043	10,5	0,05
	72	0,0032	20	0,06
	51	0,0015	172	0,25
	50	0,0014	80	0,11
	41	0,0009	82	0,07
	39	0,0008	8	0,01
	32	0,0005	33	0,02
КТВС, котельная № 4, котельная № 6, котельная № 3 р.п. Железнодорожный	-	0,0079	20689	215,33
электрокотельная п. Невон	108	0,0079	16680	130,94
Электрокотельная с. Подъяеланка котельная на твердом топливе с. Подъяеланка	219	0,0349	55	1,92
	219	0,0349	300	10,48
	219	0,0349	110	3,84
	219	0,0349	84	2,94
	219	0,0349	700	24,46
	159	0,0179	85	1,52
	159	0,0179	188	3,36
	125	0,0107	140	1,50
	159	0,0179	66	1,18
	133	0,0123	30	0,37
	108	0,0079	62	0,49
	89	0,0052	177	0,91
	76	0,0036	427	1,55
	57	0,0019	527	0,99
	-	0,0014	2961	4,10
	Подводы к	0,0014	1995	2,76
котельная «Центральная» п. Седаново	219	0,0349	1316	45,99
	159	0,0179	930	16,65
	133	0,0123	372	4,56
	108	0,0079	912	7,16
	89	0,0052	570	2,94
	76	0,0036	660	2,40
	57	0,0019	640	1,21
	45	0,0011	610	0,69
котельная «Центральная» п. Тубинский	32	0,0005	900	0,44
	257	0,0487	529	25,75
	211	0,0323	2637	85,30
	150	0,0158	963	15,24
	125	0,0107	154	1,65
	108	0,0079	2695	21,16
	82	0,0043	1018	4,38

Наименование котельной	Диаметр трубопровода, d_y , мм	Удельный объем воды трубопровода i -го диаметра, V_i , м ³ /км	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	$V_i l_i$, м ³
	72	0,0032	2158	6,94
	69	0,0029	100	0,29
	51	0,0015	1075	1,56
	32	0,0005	1790	0,88
	25	0,0003	60	0,02
котельная п. Эдучанка	159	0,0179	550	9,84
	108	0,0079	220	1,73
	159	0,0179	530	9,49
	108	0,0079	15	0,12

2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения

Система теплоснабжения Усть-Илимского округа открытая. Переход на закрытую систему теплоснабжения не требуется.

3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов

В Усть-Илимском округе баки-аккумуляторы отсутствуют.

4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии

В Усть-Илимском округе в качестве теплоносителя для передачи тепловой энергии от источников до потребителей используется горячая вода. Качество используемой воды должно обеспечивать работу оборудования системы теплоснабжения без превышающих допустимые нормы отложений накипи и шлама, без коррозионных повреждений, поэтому исходную воду необходимо подвергать обработке в водоподготовительных установках.

Присоединение (подключение) всех потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения будет осуществляться по зависимой схеме присоединения систем отопления потребителей и открытой схеме присоединения систем горячего водоснабжения.

5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения

Таблица 2.6.5.1

Баланс теплоносителя Усть-Илимского округа

Источник централизованного теплоснабжения	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Объем теплоносителя в системе теплоснабжения, м ³	Нормируемая утечка теплоносителя, тыс. м ³ /год	Производительность установки водоподготовки, м ³ /час
2024 год				
котельная "Гаражная", п. Бадарминск	0,515	24,07	0,06018	0,13239
котельная "Школьная", п. Бадарминск	0,471	13,52	0,03380	0,07436
котельная "Центральная" с. Ершово	0,620	21,10	0,05275	0,11605
КТВС, р.п. Железнодорожный	11,147	430,87	1,07717	2,36978
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	2,663			
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	1,118			
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	0,595			
электрокотельная п. Невон	10,900	278,84	0,69710	1,53362
электрокотельная с. Подъяланка	2,746	335,85	0,83963	1,84718
котельная на твердом топливе с.				

Источник централизованного теплоснабжения	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Объем теплоносителя в системе теплоснабжения, м3	Нормируемая утечка теплоносителя, тыс. м3/год	Производительность установки водоподготовки, м3/час
Подъеланка				
котельная "Центральная" п. Седаново	1,550	365,69	0,91423	2,01130
котельная "Центральная" п. Тубинский	7,580	181,40	0,45350	0,99770
котельная п. Эдучанка	0,283	20,90	0,05225	0,11495
2025 -2027 годы				
котельная "Гаражная", п. Бадарминск	0,515	24,07	0,06018	0,13239
котельная "Школьная", п. Бадарминск	0,471	13,52	0,03380	0,07436
котельная "Центральная" с. Ершово	0,620	21,10	0,05275	0,11605
КТВС, р.п. Железнодорожный	11,147	430,87	1,07717	2,36978
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	2,663			
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	1,118			
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	0,595			
электрокотельная п. Невон	10,900	278,84	0,69710	1,53362
электрокотельная с. Подъеланка	2,746	335,85	0,83963	1,84718
котельная на твердом топливе с. Подъеланка				
котельная "Центральная" п. Седаново	1,550	365,69	0,91423	2,01130
котельная "Центральная" п. Тубинский	7,580	181,40	0,45350	0,99770
котельная п. Эдучанка	0,283	20,90	0,05225	0,11495
2028-2030 годы				
котельная "Гаражная", п. Бадарминск	0,515	24,07	0,06018	0,13239
котельная "Школьная", п. Бадарминск	0,471	13,52	0,03380	0,07436
котельная "Центральная" с. Ершово	0,620	21,10	0,05275	0,11605
КТВС, р.п. Железнодорожный	11,147	430,87	1,07717	2,36978
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	2,663			
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	1,118			
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	0,595			
электрокотельная п. Невон	10,900	278,84	0,69710	1,53362
электрокотельная с. Подъеланка	2,746	335,85	0,83963	1,84718
котельная на твердом топливе с. Подъеланка				
котельная "Центральная" п. Седаново	1,550	365,69	0,91423	2,01130
котельная "Центральная" п. Тубинский	7,580	181,40	0,45350	0,99770
котельная п. Эдучанка	0,283	20,90	0,05225	0,11495
2031-2034 годы				
котельная "Гаражная", п. Бадарминск	0,515	24,07	0,06018	0,13239
котельная "Школьная", п. Бадарминск	0,471	13,52	0,03380	0,07436
котельная "Центральная" с. Ершово	0,620	21,10	0,05275	0,11605
КТВС, р.п. Железнодорожный	11,147	430,87	1,07717	2,36978
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	2,663			
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	1,118			
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	0,595			
электрокотельная п. Невон	10,900	278,84	0,69710	1,53362
электрокотельная с. Подъеланка	2,746	335,85	0,83963	1,84718
котельная на твердом топливе с. Подъеланка				
котельная "Центральная" п. Седаново	1,550	365,69	0,91423	2,01130
котельная "Центральная" п. Тубинский	7,580	181,40	0,45350	0,99770
котельная п. Эдучанка	0,283	20,90	0,05225	0,11495

В соответствии со СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (пункт 6.22) аварийная подпитка в количестве 2 % от объема воды в тепловых сетях и присоединенным к ним системам теплоснабжения осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой.

Таблица 2.6.5.2

Объем теплоносителя необходимый для подпитки сети в аварийном режиме

Показатель	Объем теплоносителя в системе теплоснабжения, м3	Аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной воды, м3/час
2024 год		
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	24,07	0,4814
котельная «Школьная», п. Бадарминск	13,52	0,2704
котельная «Центральная» с. Ершово	21,10	0,4220
КТВС, р.п. Железнодорожный	430,87	8,6174
котельная № 4, р.п. Железнодорожный		
котельная № 6, р.п. Железнодорожный		
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	278,84	5,5768
электрокотельная п. Невон		
электрокотельная с. Подъеланка		
котельная на твердом топливе с. Подъеланка	335,85	6,7170
котельная «Центральная» п. Седаново	365,69	7,3138
котельная «Центральная» п. Тубинский	181,40	3,6280
котельная п. Эдучанка	20,90	0,4180
2025 -2027 годы		
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	24,07	0,4814
котельная «Школьная», п. Бадарминск	13,52	0,2704
котельная «Центральная» с. Ершово	21,10	0,4220
КТВС, р.п. Железнодорожный	430,87	8,6174
котельная № 4, р.п. Железнодорожный		
котельная № 6, р.п. Железнодорожный		
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	278,84	5,5768
электрокотельная п. Невон		
электрокотельная с. Подъеланка		
котельная на твердом топливе с. Подъеланка	335,85	6,7170
котельная «Центральная» п. Седаново	365,69	7,3138
котельная «Центральная» п. Тубинский	181,40	3,6280
котельная п. Эдучанка	20,90	0,4180
2028-2030 годы		
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	24,07	0,4814
котельная «Школьная», п. Бадарминск	13,52	0,2704
котельная «Центральная» с. Ершово	21,10	0,4220
КТВС, р.п. Железнодорожный	430,87	8,6174
котельная № 4, р.п. Железнодорожный		
котельная № 6, р.п. Железнодорожный		
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	278,84	5,5768
электрокотельная п. Невон		
электрокотельная с. Подъеланка		
котельная на твердом топливе с. Подъеланка	335,85	6,7170
котельная «Центральная» п. Седаново	365,69	7,3138
котельная «Центральная» п. Тубинский	181,40	3,6280
котельная п. Эдучанка	20,90	0,4180
2031-2034 годы		
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	24,07	0,4814
котельная «Школьная», п. Бадарминск	13,52	0,2704
котельная «Центральная» с. Ершово	21,10	0,4220
КТВС, р.п. Железнодорожный	430,87	8,6174
котельная № 4, р.п. Железнодорожный		
котельная № 6, р.п. Железнодорожный		
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	278,84	5,5768
электрокотельная п. Невон		
электрокотельная с. Подъеланка		
котельная на твердом топливе с. Подъеланка	335,85	6,7170
котельная «Центральная» п. Седаново	365,69	7,3138
котельная «Центральная» п. Тубинский	181,40	3,6280
котельная п. Эдучанка	20,90	0,4180

ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

С целью качественного и бесперебойного обеспечения потребности в теплоснабжении для потребителей, расположенных вне зон действия существующих энергоисточников, предлагается провести мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению. Проведение мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению котельных позволит существенно снизить затраты эксплуатирующей организации на топливо и текущие ремонты устаревшего оборудования.

Согласно данным Администрации Усть-Илимского округа, на территории Усть-Илимского округа предусматриваются мероприятия по строительству, реконструкции и модернизации источников тепловой энергии (глава 5):

- 1) ремонт и замена оборудования котельных с высокой степенью износа;
- 2) установка дизель-генераторных установок;
- 3) обеспечение потребителей приборами учета тепловой энергии.

Мероприятия по модернизации теплоисточников:

КТВС, р.п. Железнодорожный	1) автоматизация технологического процесса работы котлов № 1,2,3; 2) капитальный ремонт щековой дробилки СМ-741; 3) приобретения и установка конвейерных весов; 4) приобретение частотных преобразователей для сетевых насосов; 5) установка циклонов БЦ-259 (6х5) на котлы №2 и №3; 6) модернизация котла № 3; 7) транспортёр углеподачи 1-го подъёма; 8) приобретение, демонтаж и монтаж редуктора марки РЦД-400 с электродвигателем 5А 160S4 15/1500; 9) замена редуктора забрасывателя ЗП-600 М2 с электродвигателем на котле № 3; 10) капитальный ремонт наружных газоходов котла № 3; 11) капитальный ремонт внутренних газоходов котлов № 2, 3; 12) замена транспортной ленты топливоподачи - 2 тракта; 13) капитальный ремонт котла № 2 ДКВр 10/13; 14) капитальный ремонт здания ТП-20; 15) замена троса ШЗУ; 16) замена экономайзера котла № 1 на чугунный экономайзер ЭБ-1-330И; 17) приобретение и монтаж насосного агрегата марки 1Д630-906 с электродвигателем мощностью 160кВт (СН-3)
котельная № 4 р.п. Железнодорожный	1) замена котла № 1 на безнакипной котел КВр(м)-1,8 с топкой ТШПМ-2,0; 2) демонтаж котла № 2 марки КВМ-1.8. Приобретение и установка безнакипного котла КВМ-1.8 с топкой ТШМП-2,0; 3) дымосос ДС-2. Приобретение, демонтаж и монтаж дымососа ДН-12,5 левого вращения; 4) демонтаж транспортера скребкового, приобретение и монтаж транспортера ШЗУ ТС-2-28; 5) приобретение и монтаж насосного агрегата марки 4Д200- 90 с электродвигателем мощностью 90 кВт (СН-1) ; 6) устройство ограждения
котельная № 3 р.п. Железнодорожный	1) сетевой насос СН-1. Приобретение, демонтаж и монтаж насосного агрегата марки К100-65-200а с электродвигателем 5А 160М2 18,5/3000; 2) установка комплексной очистки подпиточной воды на Котельной № 3; 3) котёл №2. Приобретение, демонтаж и монтаж котла марки КВМ-1,25 с топкой ТШПм 1,5; 4) подпиточный насос ПН-1. Приобретение, демонтаж и монтаж насосного агрегата марки К8/18 с электродвигателем АДМ112В2 2,2/3000; 5) капитальный ремонт здания
котельная № 6 р.п. Железнодорожный	1) демонтаж котла № 3 марки КВМ-1.8. Приобретение и установка безнакипного котла КВМ-1.8 с топкой ТШМП-2,0; 2) дымосос ДС-1. Приобретение, демонтаж и монтаж дымососа ДН-9 правого вращения; 3) монтаж накопительной емкости V-60 куб.м. ;

	4) сетевой насос СН-1. Приобретение, демонтаж и монтаж насосного агрегата марки 1K100-65-200a с электродвигателем 5A 180M2 30/3000; 5) капитальный ремонт здания.
центральная котельная с. Ершово	1) Реконструкция котельной с. Ершово с заменой одного котла КВр-1,16 Мвт
дровяная Котельная с. Подъяланка	1) приобретение электродвигателей для линии по производству топливной щепы - 6 единиц: Электродвигатель на 7,5 кВт-2 ед. Электродвигатель на 5,5 кВт-2 ед. Электродвигатель на 15 кВт-2 ед. 2) Приобретение насосов: -сетевой насос Д-320-50, - консольный насос К 390/30
котельная п.Седаново	1) Замена котлов № 1, №2, №6, № 7, № 8, № 9 2) Замена консольных насосов: Насос К160/30-2 ед.
центральная котельная п.Эдучанка	1) Приобретение котельного оборудования: -сетевой насос К 100-65-200 (А 11 кВт/3000) -2шт. -подпиточный насос К 65-50-458 подача 100, напор 50 -2шт, -циклон (ЦИ-15-600-2уп) -дымосос ДН-9/1500 15кВт/1500 -2шт. -транспортёр шлакозолоудаления
гаражная котельная п.Бадарминск	1) Приобретение консольных насосов К-100-65-200 с электродвигателем 2 ед. 2) Замена электродвигателя 30кВт/1500 об/мин IM1081 IP54 1 ед.
школьная котельная п.Бадарминск	1) Приобретение консольных насосов К-100-65-200 с электродвигателем 1 ед. 2) Замена электродвигателя 30кВт/1500 об/мин IM1081 IP54 1 ед.
центральная котельная п. Тубинский	1) Капитальный ремонт здания котельной по адресу п. Тубинский, промплощадка, кадастровый № 38:17:083201:01:19 2) Замена котельного оборудования - редуктор
центральная котельная п.Невон	1) Приобретение трубы фторопластовой Ф-4, внешний диаметр 240 мм, внутренний диаметр 200мм- 4 пог. м., стержень фторопластовый диаметр 100 мм-2 пог.м , диаметр 150 мм- 2 пог .м. 2) Изготовление бака-аккумулятора объемом 200 м3 для электрокотельной п.Невон в количестве 2 единицы

Согласно выбранному сценарию развития централизованного теплоснабжения Усть-Илимского округа, в котором предусмотрено подключение существующих объектов капитального строительства к системе централизованного теплоснабжения.

В целях повышения качества централизованного теплоснабжения на территории Усть-Илимского округа предлагается оснащение каждого источника приборами учета. В течение расчетного срока схемы теплоснабжения (2025-2034 годы) выполнить монтажные работы по установке приборов учета отпуска и потребления тепловой энергии.

Предлагаемый вариант обеспечивает наиболее оптимальное распределение тепловой энергии существующим и перспективным потребителям, а также минимально возможные финансовые вложения на модернизацию источников теплоснабжения.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 30 ноября 2021 г. № 2115 "Об утверждении Правил подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения, Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче тепловой энергии, теплоносителя, а также об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации", подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Теплоснабжающая или теплосетевая организация, к которой следует обращаться заявителям, определяется в соответствии с зонами эксплуатационной ответственности таких организаций, определенных в настоящей схеме теплоснабжения. При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения в соответствующей точке

подключения отказ потребителю в заключении договора о подключении объекта, находящегося в границах определенного настоящей схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения не допускается.

Нормативный срок подключения (с даты заключения договора о подключении) установлен пунктами 31 Правил и составляет:

- 1) не более 18 месяцев - в случае наличия технической возможности;
- 2) не более 3 лет - в случае если техническая возможность подключения обеспечивается в рамках инвестиционной программы исполнителя или смежной ТСО и иной срок не указан в ИП.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены Правилами, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

С потребителями, находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договоры долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

Зоны централизованного теплоснабжения представлены в книге 1 обосновывающих материалов.

Индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

- 1) индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;

2) малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаузов), планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников централизованного теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,10 (Гкал/ч)/га;

3) многоэтажных жилых домов, расположенных вне перспективных зон действия источников централизованного теплоснабжения, для которых проектом предусмотрено индивидуальное теплоснабжение, в том числе поквартирное отопление;

4) социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей), планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;

5) промышленных и прочих потребителей;

6) инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/м²год, т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

Правилами подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 05.07.2018 № 787 определен порядок подключения (технологического присоединения) теплопотребляющих установок, тепловых сетей и источников тепловой энергии к системам теплоснабжения, а также порядок обеспечения недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения.

Недискриминационный доступ к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения предусматривает обеспечение равных условий предоставления указанных услуг их потребителям.

В случае отсутствия технической возможности подключения исполнитель направляет заявителю письмо с предложением выбрать один из следующих вариантов подключения:

1) подключение будет осуществлено за плату, установленную в индивидуальном порядке, без внесения изменений в инвестиционную программу исполнителя и с последующим внесением соответствующих изменений в схему теплоснабжения в установленном порядке;

2) подключение будет осуществлено после внесения необходимых изменений в инвестиционную программу исполнителя и в соответствующую схему теплоснабжения.

Техническая возможность подключения существует при одновременном наличии резерва пропускной способности тепловых сетей, обеспечивающего передачу необходимого объема тепловой энергии, теплоносителя, и резерва тепловой мощности источников тепловой энергии.

В случае отсутствия технической возможности подключения и выбора заявителем процедуры подключения в порядке, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердившие схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения подключаемого объекта с приложением заявки на подключение.

В случае если теплоснабжающая организация или теплосетевая организация направила обращение в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения подключаемого объекта, федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, направляет его в соответствующий орган местного самоуправления.

В свою очередь орган местного самоуправления направляет в теплоснабжающую организацию или теплосетевую организацию решение о включении соответствующих мероприятий в схему теплоснабжения или об отказе во включении таких мероприятий в схему теплоснабжения.

В поселениях, с численностью населения 500 тыс. человек и более орган местного самоуправления одновременно с направлением указанного решения в теплоснабжающую организацию или теплосетевую организацию направляет его в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения.

2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

На территории Усть-Илимского округа отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

На территории Усть-Илимского округа отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

В данных программах перспективного развития, строительство нового источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории Усть-Илимского округа не предусматривается. Базовым проектом Схемы теплоснабжения, размещение источников комбинированной выработки на территории Усть-Илимского округа не предусматривается.

5. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

На территории Усть-Илимского округа отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Базовым проектом Схемы теплоснабжения, размещение источников комбинированной выработки на территории Усть-Илимского округа не предусматривается.

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

Реконструкция котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зоны действия, существующих источников тепловой энергии не предусматривается.

8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Перевод котельной в пиковый режим по отношению к источникам энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не предусматривается.

9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Не предусматривается из-за отсутствия в Усть-Илимском округе источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией.

10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

Вывод в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии не предусматривается.

11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки Усть-Илимского муниципального округа малоэтажными жилыми зданиями

Существующие и планируемые к застройке потребители вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- 1) индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
- 2) малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаузов), планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников централизованного теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,10 (Гкал/ч)/га;
- 3) многоэтажных жилых домов, расположенных вне перспективных зон действия источников централизованного теплоснабжения, для которых проектом предусмотрено индивидуальное теплоснабжение, в том числе поквартирное отопление;
- 4) социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей), планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;
- 5) промышленных и прочих потребителей;
- 6) инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/м²год, т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения Усть-Илимского муниципального округа

Схемой предусмотрено подключение существующей и перспективной застройки, а также генеральным планом предусмотрено дальнейшее увеличение жилищного фонда. Результаты расчетов отражены в таблице 2.1.1 главы 2.

13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

В качестве потенциальных для нужд теплоснабжения возобновляемых ресурсов могут рассматриваться солнечная энергия, низкопотенциальная теплота грунта, поверхностных и сточных вод.

Целесообразность (конкурентоспособность) использования ВИЭ зависит от многих факторов, главными из которых являются технический и экономический потенциал возобновляемых ресурсов в данном регионе, технико-экономические показатели тепловых установок на базе ВИЭ, вид замещаемой нагрузки (отопление или ГВС) и замещаемого энергоносителя (органического топлива или электроэнергии), себестоимость тепловой энергии, отпускаемой от замещаемого источника.

1. Солнечная радиация

Климатические условия характеризуются относительно низкими показателями солнечного излучения. Годовой приход суммарной радиации на горизонтальную поверхность не превышает 3200 МДж/м² (0,76 Гкал/ч), а число часов солнечного сияния составляет 1600-1700 час/год. Большая часть солнечного излучения приходится на летние месяцы, когда основной нагрузкой является ГВС.

При среднем за летний период приходе суммарной радиации на ориентированную поверхность теплоприемника около 400-500 ккал/м²·час и КПД солнечной водонагревательной установки 0,5-0,7 потребная площадь солнечных коллекторов на 1 Гкал/ч летней нагрузки ГВС составит 2800-4000 м². За год такая установка выработает около 900-1200 Гкал. При капитальных затратах в установку порядка 30-40 млн руб. и стоимости замещаемой тепловой энергии 1500 руб/Гкал, простой срок окупаемости установки составит более 20 лет.

Также очевидно, что для установки централизованного ГВС требуются большие площади под солнечные коллекторы, которые в сельской черте изыскать не удастся. Поэтому в далекой перспективе использование солнечных водонагревательных установок может быть конкурентоспособным для пригородной малоэтажной застройки в случае применения для децентрализованного теплоснабжения жидкого топлива или электроэнергии.

2. Геотермальное тепло

В настоящее время наиболее отработаны технологии извлечения тепла недр Земли с помощью тепловых насосов. Одна из первых в многоэтажном жилищном строительстве установка ГВС на базе грунтовых тепловых насосов реализована в 2001 году на энергоэффективном жилом доме в микрорайоне «Никулино-2» г. Москвы.

В состав подобных установок входят собственно тепловой насос, система сбора тепла грунта, баки-аккумуляторы горячей воды, котел на органическом топливе или электрический нагреватель, работающий с тепловым насосом в каскаде, а также система низкотемпературного отопления.

Система теплосбора при наличии свободных площадей выполняется в виде горизонтальных коллекторов из пластмассовых труб, уложенных в грунт на глубину 1,5-2 м, однако чаще используются вертикальные скважины-зонды глубиной до 50 метров с U-образными петлями для циркуляции холодоносителя – антифриза.

Удельная стоимость теплового насоса (ТН) с системой теплосбора составляет 30-60 тыс. руб. за 1 кВт тепловой мощности, что в несколько раз превышает аналогичные показатели для котлов и квартирных теплогенераторов, поэтому с целью снижения затрат тепловая мощность ТН выбирается в диапазоне 0,4-0,6 от расчетной тепловой нагрузки здания, при этом за счет работы установки замещается от 60% до 70% годового теплопотребления.

Энергетическая эффективность ТН определяется коэффициентом преобразования (КОП), равным отношению тепловой мощности к электрической мощности компрессора. Для современных образцов ТН в диапазоне перепада температур между нагреваемой водой и антифризом 50-60 °С значения КОП достигают 3,5-4 ед.

С учетом расхода электроэнергии на привод циркуляционных насосов общий КОП ТНУ снижается до 3,0-3,5 ед.

Анализ результатов сравнения показывает, что при сложившемся уровне цен на оборудование и тарифов на тепловую и электрическую энергию, грунтовые тепловые насосы не могут составлять конкуренцию котельным на природном газе (простой срок окупаемости превышает 25 лет).

Конкурентоспособность теплонасосных систем может иметь место при замещении котельных на жидком топливе (дизтопливо, СУГ), либо электродкотельных при стоимости отпускаемой тепловой энергии более 3 тыс. руб./Гкал.

Нужно также отметить, что тепловые насосы, как инновационное оборудование, требуют регулярного сервисного обслуживания, что связано с существенными текущими затратами.

Выводы:

Централизованное теплоснабжение с использованием возобновляемых источников энергии в условиях Усть-Илимского округа в ближайшей перспективе не является конкурентоспособным традиционным системам.

Применение солнечных водонагревательных установок и геотермальных тепловых насосов имеет перспективу только при децентрализованном теплоснабжении малоэтажной индивидуальной застройки для замещения дорогих энергоносителей (жидкого топлива, СУГа и электроэнергии).

14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории Усть-Илимского муниципального округа

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, утвержденным приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212, предложения по организации теплоснабжения в производственных зонах выполняются в случае участия источника теплоснабжения, расположенного на территории производственной зоны, в теплоснабжении жилищной сферы.

По состоянию на 2025 год отсутствуют сведения о проектах модернизации производственных котельных с целью выхода на рынок теплоснабжения.

Существующие производственные зоны, расположенные вне зон существующих источников теплоснабжения и имеющих собственные тепловые источники, сохраняются.

Изменений в организации теплоснабжения в существующих производственных зонах схемой теплоснабжения не предполагается.

15. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

Согласно пункту 30 статьи 2 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» **радиус эффективного теплоснабжения** - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- 1) затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- 2) пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- 3) затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- 4) потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- 5) надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину эффективного радиуса теплоснабжения.

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

Для расчета радиусов теплоснабжения использованы характеристики объектов теплоснабжения, а также информация о технико-экономических показателях теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

В качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения, необходимо рассмотрены источники централизованного теплоснабжения потребителей. Расчету не подлежат следующие категории источников тепловой энергии:

- 1) котельные, осуществляющие теплоснабжение 1 потребителя;
- 2) котельные, вырабатывающие тепловую энергию исключительно для собственного потребления;
- 3) ведомственные котельные, не имеющие наружных тепловых сетей.

Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Современных утверждённых методик определения радиуса эффективного теплоснабжения не имеется, поэтому в основу расчета были положено соотношение, представленное еще в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938 году и адаптированное к современным условиям в соответствии с изменившейся структурой себестоимости производства и транспорта тепловой энергии.

Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения осуществляется с помощью следующей полуэмпирической зависимости:

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

где:

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

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

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

s - удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м²;

B - среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км²;

Π - теплоплотность района, Гкал/ч×км²;

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

φ - поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,3 для ТЭЦ; 1-для котельных.

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

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

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения для о источников теплоснабжения Усть-Илимского округа приводятся в таблице. Необходимо подчеркнуть, рассмотренный общий подход уместен для получения только самых укрупнённых и приближенных оценок, в основном – для условий нового строительства не только потребителей, но и самих источников теплоснабжения. Для принятия конкретных решений по подключению удалённых потребителей к уже имеющимся источникам целесообразно выполнять конкретные технико-экономические расчёты.

Таблица 7.15.1

Эффективный радиус теплоснабжения источников

Источник энергии	Площадь, км ²	Нагрузка, Гкал/ч	Π, Гкал/ч*км.кв.	B, аб./кв.км	Rопт, км	Rmax, км
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	0,61	0,47	0,77	99,17	0,23	0,27
котельная «Школьная», п. Бадарминск	0,65	0,43	0,66	41,54	0,24	0,29
котельная «Центральная» с. Ершово	0,60	0,60	1,00	41,67	0,22	0,27
КТВС р.п. Железнодорожный	0,94	9,43	10,03	138,28	0,35	0,42
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	0,70	1,92	2,74	75,89	0,26	0,32
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	0,44	0,87	1,97	0,00	0,17	0,20
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	0,40	0,54	1,34	106,73	0,15	0,18
электрокотельная п. Невон	4,85	10,40	2,14	26,79	1,81	2,19
электрокотельная с. Подъяланка	1,65	1,28	1,56	32,12	0,61	0,74
котельная на твердом топливе с. Подъяланка		1,28				
котельная «Центральная» п. Седаново	2,59	1,46	0,56	16,60	0,96	1,17
котельная «Центральная» п. Тубинский	1,36	4,56	3,36	68,55	0,51	0,61
котельная п. Эдучанка	2,56	0,23	0,09	6,64	0,95	1,16

ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

1. Предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Рекомендуется использование труб в ППУ-изоляции.

В связи с тем, что большая часть существующих сетей теплоснабжения выработали эксплуатационный ресурс, предлагается проведение мероприятий по их замене.

Согласно данным Администрации Усть-Илимского округа на территории Усть-Илимского округа предусматриваются 2 варианта мероприятий по строительству, реконструкции и модернизации сетей:

1 вариант:

- 1) строительство тепловых сетей к существующим потребителям;
- 2) ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа.

2 вариант:

1) строительство и перекладка сетей, резервных трубопроводных связей, в тепловых сетях одного района теплоснабжения, с увеличением диаметра для возможности аварийного переключения потребителей от одного участка к другому, на случай выхода из строя одного из участков тепловых сетей;

- 2) строительство тепловых сетей к существующим потребителям;
- 3) строительство тепловых сетей к перспективным потребителям;
- 4) ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа.

Реконструкцию тепловых сетей предполагается выполнять с применением современных энергоэффективных технологий, что позволит обеспечить надежное, бесперебойное и качественное теплоснабжение существующих и перспективных тепловых потребителей. При реконструкции тепловых сетей возможно использование стальных труб в заводской ППУ изоляции, а также полиэтиленовых повышенной теплостойкости.

Мероприятия по модернизации сетей теплоснабжения:

р.п. Железнодорожный

1) модернизация (реконструкция) участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. Ленина от ТК83 в районе жилого дома № 60 до ТК89 в районе жилого дома № 52, L-226м (с разработкой проекта);

2) капитальный ремонт сетей тепловодоснабжения от ТК99 по ул. Кольцевая до ТК83 по ул. Ленина;

3) капитальный ремонт тепловой сети совместно с водопроводом от ТК4 до дома № 37, 39 по ул. Пионерская;

4) капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. Кедровая от ТК100 до ТК104, Ду 76 мм;

5) капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. Молодогвардейская от ТК1 до ТК8 L=415,4м, Ду 76мм;

6) капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. 70 лет Октября от ТК-21 в до ТК-11 L = 424,8м, Ду 76мм;

7) капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом от ТК2 до Котельной №6 L=293м, Ду 76мм;

8) модернизация (реконструкция) участка сетей тепло-водоснабжения от ТК-51 по ул. Больничная, до жилого дома №18 по ул. Железнодорожная, Ду 76мм;

9) капитальный ремонт сетей тепло-водоснабжения по ул. Ленина у магазина Титан от ТК108 до ТК109;

10) капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом от ТК5 до ТК5 L=40м, ул. Уральская;

11) капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-143 до ТК-149 по ул. Кирова, 2 Ду- 150, L -323 м. Ду-159;

12) капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-115 до ул. Ленина, 25 Ду-50, L -67 м;

- 13) замена запорной арматуры в ТК-123 по ул. Ленина (в районе СОШ2 и сквера) 3 Ду –50мм;
- 14) капитальный ремонт тепловых камер с заменой запорной арматуры;
- 15) ТК-52 (в районе маг. Березка по ул. Больничная), ТК-5 (ул. Уральская) ;
- 16) замена запорной арматуры в тепловых камерах:
 - а) ТК2 (в районе Комплекса теплоснабжения);
 - б) ТК22 (мкр. Вокзальный, 18) - 2Ду50, Ду32;
 - в) ТК78 (ул. Первопроходцев,8) - 2Ду63, Ду50;
 - г) ТК4 (ул. Уральская) - Ду50;
 - д) ТК63 (ул. Береговая, 1а) - Ду80;
 - е) ТК71 (ул. Строительная, 10) - 2Ду80, Ду150;
- 17) капитальный ремонт тепловой изоляции сетей теплоснабжения от ТК19 до ТК2 участок длиной 80м, Ду 76 мм;
- 18) капитальный ремонт ул. Железнодорожная - ул. Строительная 11, от ТК69 - ТК72, L=341,5, Ду 200 мм;
- 19) капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-61а до МК УК "МЦБ" по ул. Дорожная, L=100 м, 2Д76, Д50;
- 20) капитальный ремонт участка тепловой сети от врезки в теплосеть в районе скважины №4 до жилого дома №2 по ул. Советская, L=120 м, 2Д50, Д50;
- 21) капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-89 до ТК-92 по ул. Ленина, L=215 м, 2Д76, Д50;
- 21) капитальный ремонт участка тепловой сети по ул. Ленина от ТК-115 до ТК-124А L=220м, 2Д200, Д100;
- 22) капитальный ремонт участка тепловой сети по ул. Ленина от ТК-113 до ТК-115 L=196м, 2Д150, Д100;
- 23) капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-126 до ТК-123 L=142 м, 2Д250, Д100
- 24) строительство сетей теплоснабжения в целях подключения новых потребителей объектов капитального строительства - жилищный фонд по ул. Ленина 48 а, 48 б, ул. Северная 9,11, ул. Солнечная 31, 33, Ду 76мм.

с.Ершово

- 1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 1000 метров, от здания котельной по ул. Гагарина до Дома культуры по ул. 23-го Партсъезда, 15А

с. Подъеланка

- 1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 324 метра , от ул. Погодаева д. 4 до ул. Строительная, д. 1.

п. Седаново

- 1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 560 метров, от центральной водонапорной башни до улицы Кирова.
- 2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 120 метров, от котельной до дороги Братск - Усть-Илимск.

п.Эдучанка

- 1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 350 метров, от Центрального перекрестка до ул. Комарово.

п.Бадарминск

- 1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 232 метров, ул. Почтовая (д /сад), амбулатория.
- 2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 270 метров, на участке от ТК 12 до ул. Студенческая 12 .
- 3) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 175 метров, от ул. Студенческая (дома №12.14) до ТК № 6 и ТК 9.
- 4) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 190 метров, от ТК № 5 до ул. Студенческая.
- 5) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 175 метров, от ул. Студенческая (дома №12.14) до ТК № 6 и ТК 11.
- 6) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 50 метров, от ул. от ТК № 5 до ул. Строительная.
- 7) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 190 метров, от ТК №12 до ул.Строительная .

8) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 270 метров, от ул. Студенческая до ТК 15.

9) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 475 метров, от ТК 11 ул. Ленина до ТК 20 ул. Солнечная.

п. Тубинский

1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 100м от ТК 4/3 до ТК 6/н.

2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 100 м от Т/К 1/12 до Тубинской врачебной амбулатории.

3) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 600 м от Т/к 02 до Т/к 04.

4) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 200 метров от Т/К 04 до Т/к 05.

5) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 170 метров от Т/К 1/11 до т/к 1/13.

6) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 70 метров от Т/К 00 до Т/К 03.

7) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 250 метров от Т/К 03 до Т/К 3/5.

п. Невон

1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок сети от котельной от ТК-0 до УТ-1, протяженность участка 210 м, ДУ 150 мм.

2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок сети от котельной от ТК-0 до ТК-8, протяженность участка 710 м, ДУ 219 мм.

3) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок сети от котельной от УТ-1 до УТ-3 протяженность участка 112 м, ДУ 108 мм

2. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения

Согласно данным Администрации Усть-Илимского округа, на территории Усть-Илимского округа предусматривается строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

3. Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения отсутствуют.

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

Строительство и реконструкция тепловых сетей, для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных не требуется.

5. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Для обеспечения надежной работы системы теплоснабжения требуется перекладка части существующих магистральных трубопроводов, а также строительство резервных трубопроводных связей в тепловых сетях одного района теплоснабжения. Необходима разработка проекта на прокладку новых систем.

6. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой не требуется.

7. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса

В связи с физическим и моральным износом участков существующих тепловых сетей необходима их реконструкции.

8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций

Строительство повысительных насосных станции на территории Усть-Илимского округа не требуется.

ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

1. Техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения

На территории Усть-Илимского округа открытая схема теплоснабжения в соответствии с п. 10. ФЗ № 417 от 07.12.2011 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»:

с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;

с 1 января 2023 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Переход на закрытую систему теплоснабжения возможен:

1) посредством установки индивидуальных автоматизированных, оборудованных приборами учета тепловой энергии тепловых пунктов (ИТП) совместно с тепловой сетью в двухтрубном исполнении. В индивидуальных жилых домах целесообразнее установить бойлеры для обеспечения ГВС;

2) посредством прокладки тепловой сети в четырехтрубном исполнении.

Переход на закрытую схему ГВС нецелесообразен из-за высокого срока окупаемости, а также применением населением локальных водонагревателей.

2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии

Для котельных принято качественно-количественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде по температурному графику 95/70°C.

3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения

На территории Усть-Илимского округа открытая схема теплоснабжения. Переход на закрытую систему теплоснабжения не требуется.

4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения

На территории Усть-Илимского округа открытая схема теплоснабжения. Переход на закрытую систему теплоснабжения не требуется.

5. Оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения

На территории Усть-Илимского округа открытая схема теплоснабжения. Переход на закрытую систему теплоснабжения не требуется.

6. Предложения по источникам инвестиций

На территории Усть-Илимского округа открытая схема теплоснабжения. Переход на закрытую систему теплоснабжения не требуется.

ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории муниципального образования

Перспективные тепловые и топливные балансы для всех источников централизованного теплоснабжения на расчетный период реализации схемы теплоснабжения приведены в таблице.

Таблица 10.1.1

Существующие и перспективные топливные балансы

Наименование котельной	Тепловая нагрузка с учетом потерь при транспортировке и СН, Гкал/час	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Основное топливо	Фактический удельный расход удельного топлива на выработку тепловой энергии, кг.у.т./Гкал	Средняя теплотворная способность топлива, ккал/кг	Годовой расход основного топлива, т.у.т.	Годовой расход натурального топлива, м3 (т, мВт)
2024 год								
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	0,53	0,47	3342,89	Дрова	185,50	3400,00	889,21	3342,89
котельная «Школьная», п. Бадарминск	0,48	0,43	2122,67	Дрова	185,50	3400,00	564,63	2122,67
котельная «Центральная» с. Ершово	0,63	0,60	1480,00	Дрова	219,00	3400,00	264,00	370,00
КТВС, р.п. Железнодорожный	11,38	9,43	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	2,72	1,92	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	1,14	0,87	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 3,р.п. Железнодорожный	0,61	0,54	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
электрокотельная п. Невон	11,10	10,40	18801,60	Электроэнергия	344,00	-	64705,42	187824,16
электрокотельная с. Подъеланка	1,39	1,28	5707,00	Электроэнергия	-	-	-	-
котельная на твердом топливе с. Подъеланка			0,00	Дрова и щепа	220,00	2610,00	1255,00	1100,00
котельная «Центральная» п. Седаново	1,58	1,46	5860,00	Дрова	210,00	1350,00	1288,00	1129,00
котельная «Центральная» п. Тубинский	7,89	4,56	17991,03	Уголь бурый	207,40	3884,00	6123,68	3153,56
котельная п. Эдучанка	0,30	0,23	3387,00	Уголь бурый	201,20	3884,00	681,50	1100,00
2025 -2027 годы								
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	0,53	0,47	3342,89	Дрова	185,50	3400,00	889,21	3342,89
котельная «Школьная», п. Бадарминск	0,48	0,43	2122,67	Дрова	185,50	3400,00	564,63	2122,67
котельная «Центральная» с. Ершово	0,63	0,60	1480,00	Дрова	219,00	3400,00	264,00	370,00
КТВС, р.п. Железнодорожный	11,38	9,43	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	2,72	1,92	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	1,14	0,87	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 3,р.п. Железнодорожный	0,61	0,54	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
электрокотельная п. Невон	11,10	10,40	18801,60	Электроэнергия	344,00	-	64705,42	187824,16
электрокотельная с. Подъеланка	1,39	1,28	5707,00	Электроэнергия	-	-	-	-
котельная на твердом топливе с. Подъеланка				Дрова и щепа	220,00	2610,00	1255,00	1100,00
котельная «Центральная» п. Седаново	1,58	1,46	5860,00	Дрова	210,00	1350,00	1288,00	1129,00
котельная «Центральная» п.	7,89	4,56	17991,03	Уголь	207,40	3884,00	6123,68	3153,56

Наименование котельной	Тепловая нагрузка с учетом потерь при транспортировке и СН, Гкал/час	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Основное топливо	Фактический удельный расход удельного топлива на выработку тепловой энергии, кг.у.т./Гкал	Средняя теплотворная способность топлива, ккал/кг	Годовой расход основного топлива, т.у.т.	Годовой расход натурального топлива, м3 (т, МВт)
Тубинский				бурый				
котельная п. Эдучанка	0,30	0,23	3387,00	Уголь бурый	201,20	3884,00	681,50	1100,00
2028-2030 годы								
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	0,53	0,47	3342,89	Дрова	185,50	3400,00	889,21	3342,89
котельная «Школьная», п. Бадарминск	0,48	0,43	2122,67	Дрова	185,50	3400,00	564,63	2122,67
котельная «Центральная» с. Ершово	0,63	0,60	1480,00	Дрова	219,00	3400,00	264,00	370,00
КТВС, р.п. Железнодорожный	11,38	9,43	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	2,72	1,92	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	1,14	0,87	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	0,61	0,54	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
электрокотельная п. Невон	11,10	10,40	18801,60	Электроэнергия	344,00	-	64705,42	187824,16
электрокотельная с. Подъеланка	1,39	1,28	5707,00	Электроэнергия	-	-	-	-
котельная на твердом топливе с. Подъеланка				Дрова и щепа	220,00	2610,00	1255,00	1100,00
котельная «Центральная» п. Седаново	1,58	1,46	5860,00	Дрова	210,00	1350,00	1288,00	1129,00
котельная «Центральная» п. Тубинский	7,89	4,56	17991,03	Уголь бурый	207,40	3884,00	6123,68	3153,56
котельная п. Эдучанка	0,30	0,23	3387,00	Уголь бурый	201,20	3884,00	681,50	1100,00
2031-2034 годы								
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	0,53	0,47	3342,89	Дрова	185,50	3400,00	889,21	3342,89
котельная «Школьная», п. Бадарминск	0,48	0,43	2122,67	Дрова	185,50	3400,00	564,63	2122,67
котельная «Центральная» с. Ершово	0,63	0,60	1480,00	Дрова	219,00	3400,00	264,00	370,00
КТВС, р.п. Железнодорожный	11,38	9,43	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	2,72	1,92	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	1,14	0,87	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	0,61	0,54	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
электрокотельная п. Невон	11,10	10,40	18801,60	Электроэнергия	344,00	-	64705,42	187824,16
электрокотельная с. Подъеланка	1,39	1,28	5707,00	Электроэнергия	-	-	-	-
котельная на твердом топливе с. Подъеланка				Дрова и щепа	220,00	2610,00	1255,00	1100,00
котельная «Центральная» п.	1,58	1,46	5860,00	Дрова	210,00	1350,00	1288,00	1129,00

Наименование котельной	Тепловая нагрузка с учетом потерь при транспортировке и СН, Гкал/час	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Основное топливо	Фактический удельный расход удельного топлива на выработку тепловой энергии, кг.у.т./Гкал	Средняя теплотворная способность топлива, ккал/кг	Годовой расход основного топлива, т.у.т.	Годовой расход натурального топлива, м3 (т, мВт)
Седаново								
котельная «Центральная» п. Тубинский	7,89	4,56	17991,03	Уголь бурый	207,40	3884,00	6123,68	3153,56
котельная п. Эдучанка	0,30	0,23	3387,00	Уголь бурый	201,20	3884,00	681,50	1100,00

2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива

Таблица 10.2.1

Аварийный запас топлива				
Наименование котельной	Максимально- часовой расход топлива, т.у.т./час	Максимально- часовой расход топлива, тыс. м3/час	Расход топлива за сутки, тыс. м3/сут	Аварийный запас топлива, тыс. м3
2024 год				
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	0,172	0,645	15,49	46,46
котельная «Школьная», п. Бадарминск	0,109	0,410	9,83	29,50
котельная «Центральная» с. Ершово	0,051	0,071	1,71	5,14
КТВС, р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 3,р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
электрокотельная п. Невон	-	-	-	-
электрокотельная с. Подъеланка	-	-	-	-
котельная на твердом топливе с. Подъеланка	0,242	0,212	5,10	15,29
котельная «Центральная» п. Седаново	0,249	0,218	5,23	15,69
котельная «Центральная» п. Тубинский	1,182	0,609	14,61	43,83
котельная п. Эдучанка	0,132	0,212	5,10	15,29
2025 -2027 годы				
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	0,172	0,645	15,49	46,46
котельная «Школьная», п. Бадарминск	0,109	0,410	9,83	29,50
котельная «Центральная» с. Ершово	0,051	0,071	1,71	5,14
КТВС, р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 3,р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
электрокотельная п. Невон	-	-	-	-
электрокотельная с. Подъеланка	-	-	-	-
котельная на твердом топливе с. Подъеланка	0,242	0,212	5,10	15,29
котельная «Центральная» п. Седаново	0,249	0,218	5,23	15,69
котельная «Центральная» п. Тубинский	1,182	0,609	14,61	43,83
котельная п. Эдучанка	0,132	0,212	5,10	15,29
2028-2030 годы				
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	0,172	0,645	15,49	46,46
котельная «Школьная», п. Бадарминск	0,109	0,410	9,83	29,50
котельная «Центральная» с. Ершово	0,051	0,071	1,71	5,14
КТВС, р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 3,р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
электрокотельная п. Невон	-	-	-	-
электрокотельная с. Подъеланка	-	-	-	-
Котельная на твердом топливе с. Подъеланка	0,242	0,212	5,10	15,29
котельная «Центральная» п. Седаново	0,249	0,218	5,23	15,69
котельная «Центральная» п. Тубинский	1,182	0,609	14,61	43,83
котельная п. Эдучанка	0,132	0,212	5,10	15,29
2031-2034 годы				
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	0,172	0,645	15,49	46,46
котельная «Школьная», п. Бадарминск	0,109	0,410	9,83	29,50
котельная «Центральная» с. Ершово	0,051	0,071	1,71	5,14
КТВС, р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
котельная № 3,р.п. Железнодорожный	н/д	н/д	н/д	н/д
электрокотельная п. Невон	-	-	-	-
электрокотельная с. Подъеланка	-	-	-	-
котельная на твердом топливе с. Подъеланка	0,242	0,212	5,10	15,29
котельная «Центральная» п. Седаново	0,249	0,218	5,23	15,69
котельная «Центральная» п. Тубинский	1,182	0,609	14,61	43,83

Наименование котельной	Максимально-часовой расход топлива, т.у.т./час	Максимально-часовой расход топлива, тыс. м3/час	Расход топлива за сутки, тыс. м3/сут	Аварийный запас топлива, тыс. м3
котельная п. Эдучанка	0,132	0,212	5,10	15,29

3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Основным видом топлива для всех источников тепловой энергии являются дрова, электроэнергия, щепа, уголь бурый.

4. Виды топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 "Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам"), их долю и значение низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения

Основным видом используемого топлива являются дрова, электроэнергия, щепа, уголь бурый.

Таблица 10.4.1

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения, котельная «Гаражная», п. Бадарминск

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
котельная «Гаражная», п. Бадарминск			
Вид топлива	Дрова	-	
Марка топлива	н/д	-	
Поставщик топлива	н/д	-	
Способ доставки на котельную	автотранспортом	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	н/д	-	
Периодичность поставки	н/д	-	

Таблица 10.4.2

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения, котельная «Школьная», п. Бадарминск

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
котельная «Школьная», п. Бадарминск			
Вид топлива	Дрова	-	
Марка топлива	н/д	-	
Поставщик топлива	н/д	-	
Способ доставки на котельную	автотранспортом	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	н/д	-	
Периодичность поставки	н/д	-	

Таблица 10.4.3

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения, котельная «Центральная» с. Ершово

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
Котельная «Центральная» с. Ершово			
Вид топлива	Дрова	-	
Марка топлива	н/д	-	
Поставщик топлива	н/д	-	
Способ доставки на котельную	автотранспортом	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	н/д	-	
Периодичность поставки	н/д	-	

Таблица 10.4.4

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения, Электрокотельная п. Невон

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
электрокотельная п. Невон			
Вид топлива	Электроэнергия	-	

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
Марка топлива	-	-	
Поставщик топлива	-	-	
Способ доставки на котельную	-	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	-	-	
Периодичность поставки	-	-	

Таблица 10.4.5

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения,
электрокотельная с. Подъяланка

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
электрокотельная с. Подъяланка			
Вид топлива	Электроэнергия	-	
Марка топлива	-	-	
Поставщик топлива	-	-	
Способ доставки на котельную	-	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	-	-	
Периодичность поставки	-	-	

Таблица 10.4.6

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения,
котельная на твердом топливе с. Подъяланка

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
котельная на твердом топливе с. Подъяланка			
Вид топлива	Дрова/Щепа	-	
Марка топлива	н/д	-	
Поставщик топлива	н/д	-	
Способ доставки на котельную	автотранспортом	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	н/д	-	
Периодичность поставки	н/д	-	

Таблица 10.4.7

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения,
котельная «Центральная» п. Седаново

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
котельная «Центральная» п. Седаново			
Вид топлива	Дрова	-	
Марка топлива	н/д	-	
Поставщик топлива	н/д	-	
Способ доставки на котельную	автотранспортом	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	н/д	-	
Периодичность поставки	н/д	-	

Таблица 10.4.8

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения,
котельная «Центральная» п. Тубинский

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
Котельная «Центральная» п. Тубинский			
Вид топлива	Уголь бурый	-	
Марка топлива	н/д	-	
Поставщик топлива	н/д	-	
Способ доставки на котельную	н/д	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	н/д	-	
Периодичность поставки	н/д	-	

Таблица 10.4.9

Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения, Котельная п. Эдучанка

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
котельная п. Эдучанка			
Вид топлива	Уголь бурый	-	
Марка топлива	н/д	-	
Поставщик топлива	н/д	-	
Способ доставки на котельную	автотранспортом	-	
Откуда осуществляется поставка (место)	Жеронский разрез Усть-Илимского района,	-	

Показатели	Основное топливо	Резервное топливо	Аварийное топливо
	расположенного в 130 км от поселка		
Периодичность поставки	н/д	-	

5. Преобладающий в поселении, муниципальном округе, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, муниципальном округе, городском округе

Преобладающим видом топлива являются дрова, электроэнергия, щепа, уголь бурый. На начало периода планирования использование дров, электроэнергии, щепы, угля бурого на источниках тепловой энергии составляет 100%.

6. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, муниципальном округе, городском округе

Преобладающим видом топлива являются дрова, электроэнергия, щепа, уголь бурый. На начало периода планирования использование дров, электроэнергии, щепы, угля бурого на источниках тепловой энергии составляет 100%, на конец периода планирования использование дров, электроэнергии, щепы, угля бурого на источниках тепловой энергии составляет 100 %.

ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. Обоснование метода и результатов обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения

Применительно к системам теплоснабжения надёжность можно рассматривать как свойство системы:

1. бесперебойно снабжать потребителей в необходимом количестве тепловой энергией требуемого качества.

2. не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

На выполнение первой из сформулированных в определении надёжности функций, которая обусловлена назначением системы, влияют единичные свойства безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, режимной управляемости, устойчивости и живучести. Выполнение второй функции, связанной с функционированием системы, зависит от свойств безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, безопасности.

Резервирование – один из основных методов повышения надёжности объектов, предполагающий введение дополнительных элементов и возможностей сверх минимально необходимых для нормального выполнения объектом заданных функций. Реализация различных видов резервирования обеспечивает резерв мощности (производительности, пропускной способности) системы теплоснабжения – разность между располагаемой мощностью (производительностью, пропускной способностью) объекта и его нагрузкой в данный момент времени при допустимых значениях параметров режима и показателях качества продукции.

Надёжность системы теплоснабжения можно оценить исходя из показателей износа тепломеханического оборудования.

Показатели (критерии) надёжности.

Способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения следует определять по трем показателям (критериям):

Вероятность безотказной работы системы [Р] - 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 системы [Кг] - вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов, допускаемых нормативами. Допускаемое снижение температуры составляет 2 °С.

Живучесть системы [Ж] - способность системы сохранять свою работоспособность в аварийных (экстремальных) условиях, а также после длительных остановов (более 54 часов).

Вероятность безотказной работы [Р].

Вероятность безотказной работы [Р] для каждого j -го участка трубопровода в течение одного года вычисляется с помощью плотности потока отказов $\omega_j P$

$$P = e^{(-\omega_j P)};$$

Вычисленные на предварительном этапе плотности потока отказов $\omega_j E$ и $\omega_j P$, корректируются по статистическим данным аварий за последние 5 лет в соответствии с оценками показателей остаточного ресурса участка теплопровода для каждой аварии на данном участке путем ее умножения на соответствующие коэффициенты.

Вероятность безотказной работы [Р] определяется по формуле:

$$P = e^{-\omega};$$

где ω – плотность потока учитываемых отказов, сопровождающихся снижением подачи тепловой энергии потребителям, может быть определена по эмпирической формуле:

$$\omega = a \cdot m \cdot K_c \cdot d^{0,208};$$

где:

a – эмпирический коэффициент.

При нормативном уровне безотказности, $a = 0,00003$;

m – эмпирический коэффициент потока отказов, полученный на основе обработки статистических данных по отказам. Допускается принимать равным 0,5 при расчете показателя безотказности и 1,0 при расчете показателя готовности;

K_c – коэффициент, учитывающий старение (утрату ресурса) конкретного участка теплосети. Для проектируемых новых участков тепловых сетей рекомендуется принимать $K_c = 1$. Во всех других случаях коэффициент старения рассчитывается в зависимости от времени эксплуатации по формуле:

$$K_c = 3 \cdot I^{2,6}$$

$$I = n/p_o$$

где:

I – индекс утраты ресурса;

n – срок службы теплопровода с момента ввода в эксплуатацию (в годах);

p_o – расчетный срок службы теплопровода (в годах).

Нормативные (минимально допустимые) показатели вероятности безотказной работы согласно СП 124.13330.2012 принимаются для:

- источника тепловой энергии – $R_{ит} = 0,97$;

- тепловых сетей – $R_{тс} = 0,90$;

- потребителя теплоты – $R_{пт} = 0,99$;

$$СЦТ - R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86.$$

Уровень надежности системы теплоснабжения характеризует состояние системы с точки зрения возможности обеспечения качественной и безопасной услуги теплоснабжения (производства и передачи тепловой энергии).

Под надежностью системы теплоснабжения понимают способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения.

Расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

1) источника теплоты $R_{ит} = 0,97$;

2) тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;

3) потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;

4) СЦТ в целом $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю рекомендуется выполнять с применением следующего алгоритма:

1. определение пути передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.

2. на первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.

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

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

1) $\lambda_{\text{ср}}$ средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет (1/км/год);

2) средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;

3) средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет;

4) средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;

5) средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка.

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя $\lambda_{\text{п}}$, который имеет размерность [1/км/год] или [1/км/час].

Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 t} \times e^{-\lambda_2 L_2 t} \times \dots \times e^{-\lambda_n L_n t} = e^{-t \times \sum_{i=1}^N \lambda_i L_i} = e^{-\lambda_c t}$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке,

$$\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n \text{ [1/час]},$$

где L_i – протяженность каждого участка, [км].

Для описания параметрической зависимости интенсивности отказов рекомендуется использовать зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 (0,1\tau)^{\alpha-1},$$

где τ – срок эксплуатации участка [лет].

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра α : при $\alpha < 1$, она монотонно убывает, при $\alpha > 1$ – возрастает; при $\alpha = 1$ функция принимает вид $\lambda(t) = \lambda_0 = \text{Const}$. А λ_0 – это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснабжения.

Для распределения Вейбулла рекомендуется использовать следующие эмпирические коэффициенты:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(\tau/20)} & \text{при } \tau > 17 \end{cases}$$

На рисунке приведен вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети.

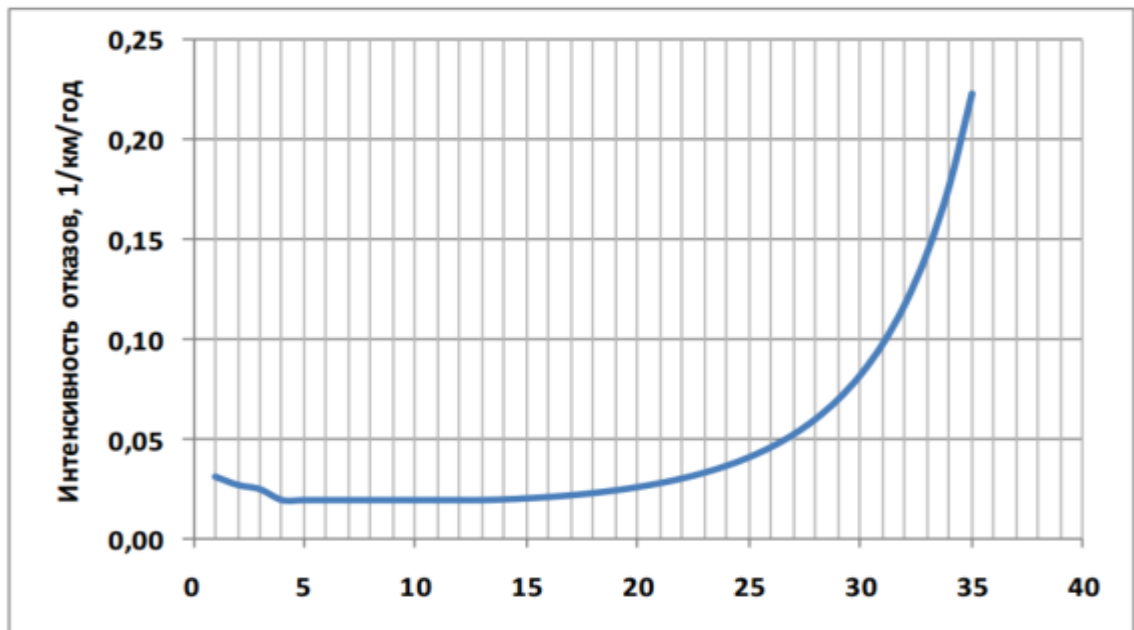


Рисунок 11.1.1 – Зависимость интенсивности отказов от срока эксплуатации участка ТС

При ее использовании следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

- 1) она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;
- 2) в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.

5. 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 СП 131.13330.2020 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

6. 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 +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8 °С (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети). Например, для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_{\text{в}} = t_{\text{н}} + \frac{Q_0}{q_0 V} + \frac{t'_{\text{в}} - t'_{\text{н}} - \frac{Q_0}{q_0 V}}{\exp(z/\beta)},$$

где $t_{\text{в}}$ – внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °С;

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

$t'_{\text{в}}$ – температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С;

$t_{\text{н}}$ – температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z , °С;

Q_0 – подача теплоты в помещение, Дж/ч;

$q_0 V$ – удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч×°С);

β – коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчета времени снижения температуры в жилом здании до +12°С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при $\left(\frac{Q_0}{q_0 V} = 0\right)$ имеет следующий вид:

$$z = \beta \times \ln \frac{(t_{\text{в}} - t_{\text{н}})}{(t_{\text{в,а}} - t_{\text{н}})},$$

где $t_{\text{в,а}}$ – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12°С для жилых зданий).

7. На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости 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:

$$z_p = a[1 + (b + cl_{\text{сз}})D^{1,2}],$$

где a, 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;

$l_{\text{сз}}$ – расстояние между секционирующими задвижками, м;

D – условный диаметр трубопровода, м.

Расчет рекомендуется выполнять для каждого участка и/или элемента, входящего в путь от источника до абонента:

- 1) вычисляется время ликвидации повреждения на i -том участке;
- 2) по каждой градации повторяемости температур вычисляется допустимое время проведения ремонта;

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

4) вычисляются относительные доли и поток отказов участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры +12 °С.

$$\bar{z} = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{z_{i,j}}\right) \times \frac{\tau_j}{\tau_{on}}$$

$$\bar{\omega}_i = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,j},$$

5) вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

$$p_i = \exp(-\bar{\omega}_i).$$

Оценку недоотпуска тепловой энергии потребителям рекомендуется вычислять в соответствии с формулой:

$$\Delta Q_n = \bar{Q}_{пр} \times T_{оп} \times q_{тп}, \text{Гкал}$$

где $\bar{Q}_{пр}$ – среднегодовая тепловая мощность теплотребляющих установок потребителя (либо, по другому, тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч;

$T_{оп}$ – продолжительность отопительного периода, час;

$q_{тп}$ – вероятность отказа тепловпровода.

Расчет степени износа

Степень физического износа трасс теплоснабжения рассчитывался по формуле: $K (\text{физ.изн.}) = T (\text{факт.}) / T (\text{норм.}) \times 100 \%$. Где: $T (\text{факт.})$ – фактический срок службы, лет; $T (\text{норм.})$ – нормативный срок службы, лет. При этом нормативный срок службы, согласно пункту 1.2 СО 153-34.17.464-2003 Инструкции по продлению срока службы трубопроводов II, III и IV категорий, утвержденной приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 275 при отсутствии срока службы трубопровода, который устанавливается организацией-изготовителем и указывается в паспорте трубопровода срок службы устанавливается в следующих пределах:

1) для трубопроводов пара II категории группы 1-150 тыс.ч (20 лет);
2) для станционных трубопроводов сетевой и подпиточной воды [III или (и) IV категорий] - 25 лет;

3) для остальных трубопроводов (II категории группы 2, III и IV категорий) - 30 лет.

Срок службы может устанавливаться экспертной организацией индивидуально для конкретного трубопровода.

Для новых тепловых сетей срок службы согласно СП 124.13330.2012. - не менее 30 лет.

За последние 3 года технологических отказов и аварий в системах теплоснабжения зарегистрировано не было. Технологические отказы устраняются в кратчайшие сроки. Качество предоставляемых услуг соответствует требованиям законодательства.

Развитие системы централизованного теплоснабжения в соответствии с настоящей программой позволит повысить надежность централизованного теплоснабжения прежде всего от центральной котельной и достигнуть верхний предел значения общего коэффициента надежности (0,89) за счет повышения надежности электроснабжения источника тепловой энергии, повышения уровня резервирования и устройства перемычек между смежными районами, снижением доли ветхих сетей.

Перспективные показатели надёжности с учётом предложений по её увеличению для систем теплоснабжения котельной на территории Усть-Илимского муниципального округа представлены в таблице.

Таблица 11.1.1

Перспективные показатели надёжности

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	От источника тепловой энергии	
			2024	2034
1	интенсивность отказов систем теплоснабжения	p	-	-
2	относительный аварийный недоотпуск тепла	q	-	-
3	надежность электроснабжения источников тепловой энергии	Кэ	0,7	1,0
4	надежность водоснабжения источников тепловой энергии	Кв	0,7	1,0
5	надежность топливоснабжения источников тепловой энергии	Кт	1	1
6	соответствие тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей	Кб	0,6	0,8

№ п/п	Наименование показателя	Обозначение	От источника тепловой энергии	
			2024	2034
	расчетным тепловым нагрузкам потребителей			
7	уровень резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания или устройства перемычек	Кр	0,5	0,7
8	техническое состояние тепловых сетей, характеризующее наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов	Кс	0,6	0,8
9	готовность теплоснабжающих организаций к проведению аварийно-восстановительных работ в системах теплоснабжения, которая базируется на показателях: - укомплектованность ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом, - оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием	Кукомпл К оснащ	0,9 1	0,9 1
10	Коэффициент надежности системы коммунального теплоснабжения от источника тепловой энергии	Кнад	0,75	0,89
11	Общий показатель надежности системы коммунального теплоснабжения	К об	0,75	0,89

Общий показатель надежности на 2034 год для котельных Усть-Илимского округа равен 0,89. Данный показатель предполагается достичь путем реализации мероприятий по замене ветхих сетей теплоснабжения. Таким образом, все системы теплоснабжения в 2034 можно будет отнести к надежным.

При сопоставлении результатов расчета следует, что система на данный момент жизнеспособна и готова выполнять поставленные задачи на протяжении 10-15 лет. После окончания вышеупомянутого периода произойдет увеличение отказов системы централизованного теплоснабжения, что приведет к недоотпуску тепловой энергии.

С целью сохранения и повышения надежности системы теплоснабжения на тепловых сетях Усть-Илимского округа рекомендованы следующие мероприятия:

1) произвести полную инвентаризацию всего оборудования и тепловых сетей, находящихся в ведении ТСО. Базы данных системы должны содержать полную информацию о каждом участке тепловых сетей - год строительства и последнего капитального ремонта, рабочие режимы (температура, давление), способ прокладки, сведения о материале труб и тепловой изоляции, даты и характер повреждений, способ их устранения, а также результаты диагностики с информацией об остаточном ресурсе каждого участка;

2) взаимодействие поставщиков тепловой энергии и их потребителей;

3) принять меры по проведению противокоррозионной защиты;

4) пристальное внимание уделять предварительной подготовке трубопроводов, которые используются при проведении аварийного ремонта, должны иметь противокоррозионное покрытие, нанесенное в заводских условиях, в соответствии с требованиями технических условий и проектной документации;

5) после проведения диагностики необходимо заменить изношенные трубопроводы, изолированные минеральной ватой на предизолированные трубопроводы выполненные по современной технологии.

Скорректировать подход к планированию и проведению планово- предупредительных ремонтов на тепловых сетях.

Классификация повреждений в системах теплоснабжения регламентируется МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса», утвержденными приказом Госстроя России от 20.08.01 № 191. Нормы времени на восстановление должны определяться с учетом требований данного документа и местных условий.

Подготовка системы теплоснабжения к отопительному сезону проводится в соответствии с МДК 4-01.2001. Выполнение в полном объеме перечня работ по подготовке источников, тепловых сетей и потребителей к отопительному сезону в значительной степени обеспечит надежной и качественное теплоснабжение потребителей.

С целью определения состояния строительно- изоляционных конструкций тепловой изоляции и трубопроводов производятся шурфовки которые в настоящее время являются наиболее

достоверным способом оценки состояния элементов подземных прокладок тепловых сетей. Для проведения шурфовок необходимо ежегодно составлять планы. Количество необходимых шурфовок устанавливается предприятием тепловых сетей и зависит от протяженности тепловой сети, ее состояния, вида изоляционных конструкций. Результаты шурфовок учитывать при составлении планов ремонтов тепловых сетей.

В процессе эксплуатации уделять особое внимание требованиям нормативных документов, что существенно уменьшит число отказов в отопительный период.

2. Обоснование метода и результатов обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения

В соответствии с МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по технологическому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» авария – разрушение сооружений и(или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и(или) выброс опасных веществ. Как показал статистический анализ инцидентов на тепловых сетях, за последние 5 лет аварийных ситуаций не возникало. Происходили только отказы. Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, в значительной степени зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения тепловой сети, а также времени, затраченного на согласование раскопок с собственниками смежных коммуникаций.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети. Нормативный перерыв теплоснабжения (с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода).

Таблица 11.2.1

Значения коэффициентов а, b, с

Способ прокладки трубопровода	a	b	c
В канале (без канала)	2,913	20,89	-1,88

Таблица 11.2.2

Расстояния между СЗ в метрах и место их расположения

Диаметр теплопровода, м	Диаметр не изменяется		Диаметр изменяется	
	ответвлений нет	ответвления есть	ответвлений нет	ответвления есть
до 0,4 (включительно)	1000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,4 до 0,6 (включительно)	1500	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1500 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
от 0,6 до 0,9 (включительно)	3000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 3000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)
более 0,9	5000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 5000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 5000 м)	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 5000 м)

Диаметр теплопровода, м	Диаметр не изменяется		Диаметр изменяется	
	ответвлений нет	ответвления есть	ответвлений нет	ответвления есть
			3000 м)	1500 м, 3000 м)

Если в результате анализа выявляется несоответствие принятым условиям, то в расчете среднего времени восстановления количество секционирующих задвижек и расстояние между ними условно принимается равным такому, при котором обеспечивается выполнение этих условий. Установка дополнительных задвижек включается в рекомендации.

По категории отключений потребителей, инциденты на тепловых сетях классифицируются на:

- 1) отказы (инциденты, которые не считаются авариями);
- 2) аварии.

В соответствии с пунктом 2.10 Методических рекомендаций по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001: «2.10 Авариями в тепловых сетях считаются: 2.10.1, Разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов». Согласно сведениям теплоснабжающих организаций, за 2019- 2022 годы аварийных ситуаций не возникало.

На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителей. В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей используются данные, указанные в таблице 11.2.3

Таблица 11.2.3

Среднее время восстановления относительно диаметра участка трубопровода

Диаметр труб d, м	80	100	125	150	175	200	250	300	350	400	500	600	700	800	1000
Среднее время восстановл ения зр, ч	9,5	10,0	10,8	11,3	11,9	12,5	13,8	15,0	16,3	17,5	20,0	22,0	25,0	28,3	35,0

Существующая статистика учета отказов теплосетевыми организациями не позволяет проанализировать поток (частоту) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений, т.к. в базах данных не указывается начало и окончание аварийно-восстановительных работ. Согласно сведениям теплоснабжающих организаций фактическое время восстановления работоспособности тепловых сетей в целом, соответствует нормативам, представленным выше.

3. Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

Результаты расчетов вероятности безотказной работы тепломагистралей, выполненные при первичной разработке Схемы теплоснабжения, по результатам расчета надежности тепломагистралей рекомендуются следующие мероприятия (в зависимости от рассчитанных показателей надежности):

1) рекомендуется при условии соблюдения нормативной надежности на расчетный срок и предусматривает:

2) контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;

3) экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;

4) рекомендуется при условии несоблюдения нормативной надежности на расчетный срок и предусматривает:

1) экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;

2) реконструкцию ветхих участков тепловых сетей, определяемых по результатам экспертного обследования технического состояния трубопроводов.

4. Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

При условии реализации мероприятий по реконструкции тепловых сетей, прогнозные показатели готовности систем теплоснабжения к безотказным поставкам тепловой энергии будут превышать установленный в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». (актуализированная редакция СНиП 41-02-2003) норматив - 0,97.

Для снижения подачи тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения необходимо изменение следующих технологических факторов:

- 1) снижение количества систем с централизованным приготовлением горячей воды до минимального технически и экономически оправданного уровня;
- 2) реализация эксплуатационных программ, предусматривающих переход на сжатый регламент обслуживания участка сетей, продолжительностью не более 2-х суток.

5. Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Оценочная величина недоотпуска тепловой энергии на котельной по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии составляет не более 220 Гкал/год.

6. Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования

Во 2 варианте варианта развития системы централизованного теплоснабжения Усть-Илимского округа (глава 5. Мастер-план развития системы теплоснабжения муниципального округа) предусмотрено строительство и перекладка сетей, резервных трубопроводных связей, в тепловых сетях одного района теплоснабжения, с увеличением диаметра для возможности аварийного переключения потребителей от одного участка к другому, на случай выхода из строя одного из участков тепловых сетей.

7. Установка резервного оборудования

Во 2 варианте варианта развития системы централизованного теплоснабжения Усть-Илимского округа (глава 5. Мастер-план развития системы теплоснабжения Усть-Илимского округа) предусмотрена установка дизель-генераторных установок.

8. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть не предусматривается.

9. Резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения

В аварийных ситуациях, с учетом положений, изложенных в СП 124.13330.2012, система теплоснабжения и тепловые сети при подземной прокладке в непроходных каналах и бесканальной прокладке должны обеспечивать подачу минимально допустимого количества тепла (таблица 2) при расчетной температуре на отопление -10°C и ниже.

Период проведения ремонтных работ повышается с увеличением диаметра теплопроводов и протяженности отключаемых участков теплосети, что связано со сливом и заполнением теплопроводов. При этом авария в надземных тепловых сетях обнаруживается и ликвидируется значительно быстрее, чем при подземной канальной прокладке. Также быстрее обнаруживается место аварии при бесканальной прокладке теплопроводов в пенополиуретановой изоляции с системой оперативного дистанционного контроля. С другой стороны, вероятность возникновения аварии

заметно уменьшается при снижении протяженности и увеличении диаметра и толщины стенок теплопроводов. Исходя из вышеизложенного, в положениях СП 124.13330.2012 (Актуализированная 16 редакция СНиП 41-02-2003) резервирование тепловых сетей принято необязательным для следующих случаев:

- 1) при наличии у потребителей местного резервного источника тепла;
- 2) для участков надземной прокладки протяженностью менее 5 км (при соответствующем обосновании расстояние может быть увеличено);
- 3) для теплопроводов, прокладываемых в тоннелях и проходных каналах;
- 4) для тепловых сетей диаметром 250 мм и менее (при отсутствии потребителей 1-й категории).

При этом для потребителей 1-й категории в зависимости от ситуации, обязательно резервирование местным аварийным источником тепла или тепловыми сетями от двух источников тепла, или тепловыми сетями от двух выводов одного источника тепла. Допускается не производить резервирования транзитных теплопроводов от ТЭЦ до вынесенных пиковых котельных, в случае если их производительность обеспечивает в зависимости от расчетной температуры наружного воздуха покрытие от 78 до 91% расчетной нагрузки на отопление и вентиляцию для потребителей 2-й и 3-й категории и 100% расчетной нагрузки потребителей 1-й категории. Для остальных случаев необходимо рассматривать вопрос резервирования тепловых сетей с учетом конкретной ситуации, сложившейся в данном населенном пункте, а также возможностей эксплуатационной организации.

Основными мероприятиями по резервированию и повышению надежности тепловых сетей является применение следующих технических решений:

- 1) прокладка от источника тепла двух и более головных тепломагистралей, соединенных между собой резервными перемычками (закольцовка тепловых сетей);
- 2) прокладка резервных перемычек между тепловыми сетями двух и более источников тепла (закольцовка тепловых районов);
- 3) монтаж в закольцованном контуре не менее трех секционирующих задвижек (две при врезке контура, одна и более по трассе контура);
- 4) прокладка до абонентов двух резервных теплопроводов;
- 5) прокладка до абонентов реверсивного (третьего) теплопровода;
- 6) уменьшение протяженности участка между секционирующими задвижками;
- 7) монтаж секционирующих задвижек по ходу потока сетевой воды после врезки ответвлений;
- 8) обеспечение минимальной циркуляции сетевой воды в аварийных перемычках;
- 9) соединение теплопроводов транспозицией («перехлест» теплопроводов) на участках со встречными потоками теплоносителя (непосредственно на участках или в камерах).

Прокладка резервных перемычек и дополнительных теплопроводов позволяет отключать аварийные участки без прекращения подачи тепла абонентам. При этом диаметр теплопроводов аварийной перемычки не должен превышать диаметра соединяемых теплопроводов. Уменьшение протяженности участков между секционирующими задвижками приводит к ускорению обнаружения места аварии и сокращению срока проведения ремонтно-восстановительных работ. При этом общая протяженность участков с ответвлениями между двумя секционирующими задвижками не должна превышать 1500 м. Для транзитных участков без ответвлений расстояние между секционирующими задвижками для теплопроводов 2Ду600 мм и более при обеспечении спуска и заполнения сетевой водой допускается увеличивать до 3000 м. С учетом незначительной вероятности возникновения аварий рекомендуется ограничивать минимальное расстояние между секционирующими задвижками:

- 1) для теплопроводов 2Ду1400-1000 мм - до 400 м;
- 2) для теплопроводов 2Ду900-800 мм - до 350 м;
- 3) для теплопроводов 2Ду600-700 мм - до 300 м;
- 4) для теплопроводов 2Ду500 мм и менее - до 250 м.

При этом в закольцованных тепловых сетях ответвления, присоединенные между такими секционирующими задвижками, целесообразно считать зарезервированными, т.е. на таких участках возможно осуществлять врезку ответвлений без монтажа дополнительных секционирующих задвижек. Поскольку в тепловых сетях соблюдается определенный порядок укладки теплопроводов (подающий теплопровод располагается справа по движению потока сетевой воды, а обратный слева), это необходимо учитывать при монтаже аварийных перемычек. Поэтому с целью переключения потоков на резервных 18 перемычках при встречных потоках сетевой воды производится соединение теплопроводов транспозицией, т.е. осуществляется «перехлест» теплопроводов. Монтаж секционирующих задвижек после врезки ответвлений позволяет отключать нижерасположенный аварийный участок без прекращения подачи тепла в ответвление, что приводит к сокращению числа

отключаемых абонентов. При разработке схемы тепловых сетей для нового строительства с собственным источником тепла рекомендуется производить разработку различных вариантов схем с рассмотрением вопроса резервирования. Для источников тепла производительностью 60 Гкал/ч и менее рекомендуется производить разработку только варианта схемы тупиковой разводки (с одним или с двумя выводами) без резервирования тепловых сетей. Для источников тепла производительностью от 60 до 200 Гкал/ч включительно рекомендуется производить разработку как варианта схемы с тупиковой разводкой без резервирования тепловых сетей, так и вариантов с резервированием тепловых сетей и последующим согласованием одного из них. Для источников тепла производительностью более 200 Гкал/ч рекомендуется производить разработку нескольких вариантов схем с резервированием тепловых сетей. В случае присоединения объектов нового строительства к существующим источникам тепла и тепловым сетям рекомендуется:

1) использовать сложившуюся схему тепловых сетей при отсутствии необходимости увеличения диаметров существующих тепломагистралей;

2) осуществлять прокладку новых тепломагистралей с повышением уровня резервирования тепловых сетей при необходимости увеличения диаметров существующих тепломагистралей.

10. Устройство резервных насосных станций

Устройство резервных насосных станций не требуется.

11. Установка баков-аккумуляторов

Установка баков-аккумуляторов не требуется.

Повышению надежности функционирования систем теплоснабжения в определенной мере способствует применение тепло гидро-аккумулирующих установок, наличие которых позволяет оптимизировать тепловые и гидравлические режимы тепловых сетей, а также использовать аккумулирующие свойства отапливаемых зданий. Теплоинерционные свойства зданий учитываются МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ» при определении расчетных расходов на горячее водоснабжение при проектировании систем теплоснабжения из условий темпов остывания зданий при авариях. Размещение баков-аккумуляторов горячей воды возможно как на источнике теплоты, так и в районах теплопотребления. При этом на источнике теплоты предусматриваются баки-аккумуляторы вместимостью не менее 25 % общей расчетной вместимости системы. Внутренняя поверхность баков защищается от коррозии, а вода в них - от аэрации, при этом предусматривается непрерывное обновление воды в баках. Для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение предусматриваются баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды расчетной вместимостью, равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение. В закрытых системах теплоснабжения на источниках теплоты мощностью 100 МВт и более предусматривается установка баков запаса химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды вместимостью 3 % объема воды в системе теплоснабжения, при этом обеспечивается обновление воды в баках. Число баков независимо от системы теплоснабжения принимается не менее двух по 50 % рабочего объема. В системах центрального теплоснабжения (СЦТ) с теплопроводами любой протяженности от источника теплоты до районов теплопотребления допускается использование теплопроводов в качестве.

12. Сведения о сценариях развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы систем теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии

Возможные сценарии развития аварий в системах теплоснабжения: выход из строя всех насосов сетевой группы:

- 1) прорыв на тепловых сетях, аварийный останов котлов, аварийный останов;
- 2) выход из строя котельного оборудования;
- 3) выход из строя насосов сетевой группы;
- 4) прекращение подачи электроэнергии.

Риски возникновения аварий с их масштабами и последствиями представлены в следующей таблице.

Таблица 11.12.1

Риски возникновения аварий, масштабы и последствия

Вид аварии	Возможная причина возникновения аварии	Масштаб аварии и последствия	Уровень реагирования	Методы устранения
1	2	3	4	
Остановка котельной	Выход из строя всех насосов сетевой группы	Прекращение циркуляции воды в системах отопления всех потребителей, понижение напора и температуры в зданиях и домах, размораживание тепловых сетей и отопительных батарей	Локальный	Выполнение переключения на резервный насос. При невозможности переключения организация ремонтных работ. При длительном отсутствии работы насоса организация ремонтных работ по предотвращению размораживания силами теплоснабжающей организации и организациями, осуществляющими управление жилыми домами.
Остановка котельной	Выход из строя котельного оборудования		Локальный	Информирование об отсутствии электроэнергии ЕДС, Переход на резервный или автономный источник электроснабжения, дизель-генератор).
Кратковременное нарушение теплоснабжения объектов жилищно-коммунального хозяйства, социальной сферы	Порыв на тепловых сетях	Прекращение циркуляции воды в систему отопления всех потребителей, понижение температуры и напора в зданиях и домах	Локальный	Организация переключения теплоснабжения поврежденного участка от другого участка тепловых сетей (через секционирующую арматуру). Оптимальную схему теплоснабжения населенного пункта (части населенного пункта) определить с применением электронного моделирования. При длительном отсутствии циркуляции организовать ремонтные работы по предотвращению размораживания силами теплоснабжающей организации и организаций, осуществляющих управление жилыми домами.
Остановка котельной	Прекращение подачи электроэнергии	Прекращение циркуляции в системах теплопотребления потребителей, понижение температуры в зданиях, возможное размораживание наружных тепловых сетей и внутренних отопительных систем	Локальный	Информирование об отсутствии электроэнергии ЕДС, электросетевой организации. Переход на резервный или автономный источник электроснабжения, дизель-генератор). При длительном отсутствии электроэнергии организация ремонтных работ по предотвращению размораживания силами персонала теплоснабжающей организации и организациями, осуществляющими управление жилыми домами.

При авариях на котлоагрегатах – производится переход на резервный или автономный источник электроснабжения, дизель-генератор).

При авариях (поломках) тягодутьевого оборудования, сетевых и подпиточных насосов – производится замена неисправного оборудования за счет имеющихся резервных источников.

При авариях или перебоях электроснабжения производится переключение на резервные источники электроснабжения (ДЭС).

При авариях на тепловых сетях проводятся мероприятия по локализации места повреждения путем перекрытия поврежденного участка с помощью запорной арматуры и производится восстановительные работы аварийной бригадой. Аварийные бригады укомплектованы автомобилем, трактором, передвижной электростанцией, необходимым инструментом и оборудованием. В составе аварийной бригады входит водитель, тракторист, сварщик, электрик, слесарь.

13. Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы, связанных с прекращением подачи тепловой энергии

13.1. Аварийные режимы работы, связанных с прекращением подачи тепловой энергии

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы для источника теплоты составляют 0,97. Это означает, что в течение года из 100 источников теплоснабжения допускается выход из строя 3х источников теплоснабжения с прекращением теплоснабжения на время выше нормативного.

В соответствии с СП 124.13330.2012 «Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 Тепловые сети» при авариях (отказах) в системе централизованного теплоснабжения в течение всего ремонтно-восстановительного периода должна обеспечиваться:

- 1) подача 100% необходимой теплоты потребителям первой категории (если иные режимы не предусмотрены договором);
- 2) подача теплоты на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице ниже;
- 3) заданный потребителем аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- 4) заданный потребителем аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;
- 5) среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

Таблица 11.13.1.1

Допустимое снижение подачи теплоты при авариях (отказах) в СЦТ потребителям второй и третьей категорий

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $t_{o, °C}$				
	минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
Допустимое снижение подачи теплоты, %, до	78	84	87	89	91

П р и м е ч а н и е - Таблица соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92.

13.2. Специарии развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы систем теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии

1. Обозначения и сокращения

УИМО - Усть-Илимский муниципальный округ;

ТСО - теплоснабжающая организация;

ОДС - оперативно-диспетчерская служба;

ОРЖКХиОП - отдел развития жилищно-коммунального хозяйства и охраны природы;

МЧС - министерство чрезвычайных ситуаций;

ИО - Иркутская область;

ЖФ - жилой фонд;

УК - управляющая компания;

УНО – управление образования;

Тн.в. – температура наружного воздуха.

2. Оперативная часть

Место и вид инцидента	Последовательность выполнения операций по ликвидации инцидента
1	2
1. Порыв магистрального трубопровода теплосети или квартальной теплосети	1.1 Характерным признаком утечки воды из теплосети является увеличение объема подпиточной воды в котельной, которая поддерживает давление в обратной магистрали. 1.2 В случае увеличения расхода подпиточной воды (согласно расчету нормативного количества воды) в котельной, оператор должен сообщить об этом диспетчеру ОДС по тел 83953573964 1.3 Диспетчер сообщает об этом начальнику участка ТСО и УК (по принадлежности) с требованием произвести немедленную проверку состояния теплосетей и систем теплоснабжения на предмет порыва и утечки. 1.4 Оператору принять все меры по обеспечению подпитки теплосети и поддержания устойчивого гидравлического режима. 1.5 Если подпитка продолжает увеличиваться и стала в 2 раза выше нормы, то диспетчер об этом сообщает главному инженеру, который ставит в известность директора. 1.6 По решению руководства ТСО, слесарь по обслуживанию теплосетей ТСО (по распоряжению начальника участка) закрывает задвижки №1 и №2 на подающем и обратном трубопроводах на выходе из котельной. 1.7 Руководство ТСО извещает администрацию – УИМО, а диспетчер ОДС – УК. 1.8 Время устранения аварии (согласно расчету допустимого времени устранения аварии и восстановления теплоснабжения) при температуре наружного воздуха -20°C допустимо до 11 ч (при T_{н.в.} = -30°C – до 8 ч, при T_{н.в.} = 0°C – до 24 ч). 1.9 Если время устранения аварии выше допустимого, то диспетчер ОДС ТСО извещает диспетчера УК (по принадлежности). УК обязана в течение 11 ч (8 ч или 24 ч соответственно) произвести спуск систем отопления, горячего и холодного водоснабжения всех отключенных домов и строений во избежание замораживания их и цепочного, лавинообразного развития аварии.
2. Прекращение подачи электрической энергии в котельную	2.1 Аварийно остановить работающее оборудование согласно инструкциям по эксплуатации. 2.2 Оператор котельной сообщает об этом диспетчеру ОДС по тел. 83953573964 2.3 Диспетчер ОДС связывается с электросетевой организацией по поводу выяснения причины и продолжительности отсутствия напряжения. 2.3.1 Если электроэнергия будет отсутствовать до 30 минут, то диспетчер об инциденте сообщает: - начальнику участка по принадлежности; - главному энергетiku; - главному инженеру. 2.3.2 Если электроэнергия будет отсутствовать более 30 минут, то диспетчер об инциденте сообщает: - начальнику участка по принадлежности; - главному энергетiku; - главному инженеру, который ставит в известность директора; - начальнику ОРЖКХиОП администрации -УИМО, ИО по тел. 8395357-7273 УК по принадлежности; - МЧС. 2.4 Принять меры по утеплению помещений. 2.5 Выполнить переподключение, если таковая возможность имеется, системы теплоснабжения на другой источник тепла согласно «Инструкции по сложным переключениям в тепловых сетях» ИЭ 05-70-2020. 2.6 Для электроснабжения котельной ФСК включить в работу передвижную электростанцию. 2.7 После подачи электроэнергии, восстановить рабочие параметры тепловой сети и включить остановленное оборудование в работу.
3 Прекращение подачи топлива в котельную	3.1 При прекращении подачи топлива перевести котлы на резервное (аварийное) топливо. 3.2 При полном сжигании резервного (аварийного) топлива остановить котлоагрегаты согласно инструкции по эксплуатации. Сетевые насосы оставить в рабочем режиме. 3.3 Оператор котельной сообщает об этом диспетчеру ОДС, а последний: - начальнику участка по принадлежности; - зам.директора по эксплуатации; - главному инженеру, который ставит в известность директора; - ОДС администрации по тел 83953573964- УК по принадлежности; - МЧС. 3.4 В случае отсутствия топлива только на одной котельной возможно выполнить переключение системы теплоснабжения на другой источник тепла согласно «Инструкции по сложным переключениям в тепловых сетях» ИЭ 05-70-2020. 3.5 В случае если время устранения аварии выше допустимого, диспетчер ОДС ТСО

Место и вид инцидента	Последовательность выполнения операций по ликвидации инцидента
	извещает диспетчера УК (по принадлежности) о необходимости произвести спуск систем отопления, горячего и холодного водоснабжения всех отключенных домов и строений во избежание замораживания их и цепочного, лавинообразного развития аварии. 3.6 После подачи топлива в котельную, растопить котлы согласно инструкции.
4 Выход из строя котлоагрегата	4.1 Отключить котел от действующей системы теплоснабжения и перейти на резервный.

Для детальной разработки сценариев развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей необходима разработка электронной модели схемы теплоснабжения. При ее отсутствии выполнить моделированием гидравлических режимов не представляется возможным.

ГЛАВА 12. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Схемой теплоснабжения предусмотрены следующие мероприятия:

Таблица 12.1.1

Расчет капитальных вложений на строительство, реконструкцию и модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей, тыс.руб (Вариант 1)

Описание мероприятий	2025-2028 годы	2029-2034 годы	ИТОГО
Ремонт и замена оборудования котельных с высокой степенью износа;	*ПСД	*ПСД	*ПСД
Обеспечение потребителей приборами учета тепловой энергии;	*ПСД	*ПСД	*ПСД
Установка приборов коммерческого учета и потребления тепловой энергии	*ПСД		*ПСД
Итого	*ПСД	*ПСД	*ПСД
Ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа;	*ПСД	*ПСД	*ПСД
Строительство тепловых сетей к существующим потребителям;	*ПСД		*ПСД
Итого	*ПСД	*ПСД	*ПСД
Итого	*ПСД	*ПСД	*ПСД

*Все мероприятия предложены посредством предварительного анализа. Окончательные мероприятия и цены будут выявлены на этапе проектирования.

*ПСД – стоимость мероприятий будет выявлена после разработки проектно-сметной документации

Таблица 12.1.2

Расчет капитальных вложений на строительство, реконструкцию и модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей, тыс.руб (Вариант 2)

Описание мероприятий	2025-2028 годы	2029-2034 годы	ИТОГО
Ремонт и замена оборудования котельных с высокой степенью износа;	*ПСД	*ПСД	*ПСД
Установка дизель-генераторных установок;	*ПСД		*ПСД
Обеспечение потребителей приборами учета тепловой энергии;	*ПСД	*ПСД	*ПСД
Установка приборов коммерческого учета и потребления тепловой энергии	*ПСД		*ПСД
Итого	*ПСД	*ПСД	*ПСД
Ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа;	*ПСД	*ПСД	*ПСД
Строительство тепловых сетей к существующим потребителям;	*ПСД		*ПСД
Строительство тепловых сетей к перспективным потребителям;	*ПСД	*ПСД	*ПСД
Строительство и прокладка сетей, резервных трубопроводных связей, в тепловых сетях одного района теплоснабжения, с увеличением диаметра для возможности аварийного переключения потребителей от одного участка к другому, на случай выхода из строя одного из участков тепловых сетей.	*ПСД	*ПСД	*ПСД
Итого	*ПСД	*ПСД	*ПСД
Итого	*ПСД	*ПСД	*ПСД

*Мероприятия предложены посредством предварительного анализа. Окончательные мероприятия и цены будут выявлены на этапе проектирования.

*ПСД – стоимость мероприятий будет выявлена после разработки проектно-сметной документации

Таблица 12.1.3

Расчет капитальных вложений на строительство, реконструкцию и модернизацию источников тепловой энергии и тепловых сетей, тыс.руб

Мероприятие	Сроки реализации	Стоимость
Теплоисточники		
КТВС, р.п. Железнодорожный		
Автоматизация технологического процесса работы котлов №1,2,3;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт щековой дробилки СМ-741;	2025-2034	*ПСД
Приобретения и установка конвейерных весов;	2025-204	*ПСД
Приобретение частотных преобразователей для сетевых насосов;	2025-2034	*ПСД
Установка циклонов БЦ-259 (6х5) на котлы №2 и №3;	2025-2034	*ПСД

Мероприятие	Сроки реализации	Стоимость
Модернизация котла № 3;	2025-2034	*ПСД
Транспортёр углеподачи 1-го подъёма;	2025-2034	*ПСД
Приобретение, демонтаж и монтаж редуктора марки РЦД-400 с электродвигателем 5А 160S4 15/1500;	2025-2034	*ПСД
Замена редуктора забрасывателя ЗП-600 М2 с электродвигателем на котле № 3;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт наружных газоходов котла № 3;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт внутренних газоходов котлов № 2, 3;	2025-2034	*ПСД
Замена транспортной ленты топливоподачи - 2 тракта;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт котла № 2 ДКВр 10/13;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт здания ТП-20;	2025-2034	*ПСД
Замена троса ШЗУ;	2025-2034	*ПСД
Замена экономайзера котла № 1 на чугунный экономайзер ЭБ-1-330И;	2025-2034	*ПСД
Приобретение и монтаж насосного агрегата марки 1Д630-906 с электродвигателем мощностью 160кВт (СН-3).	2025-2034	*ПСД
Котельная №4, р.п. Железнодорожный		
Замена котла № 1 на безнакипный котел КВр(м)-1,8 с топкой ТШПМ-2,0;	2025-2034	*ПСД
Демонтаж котла № 2 марки КВм-1.8. Приобретение и установка безнакипного котла КВм-1.8 с топкой ТШМП-2,0;	2025-2034	*ПСД
Дымосос ДС-2. Приобретение, демонтаж и монтаж дымососа ДН-12,5 левого вращения;	2025-2034	*ПСД
Демонтаж транспортера скребкового, приобретение и монтаж транспортера ШЗУ ТС-2-28;	2025-2034	*ПСД
Приобретение и монтаж насосного агрегата марки 4Д200- 90 с электродвигателем мощностью 90 кВт (СН-1) ;	2025-2034	*ПСД
Устройство ограждения.	2025-2034	*ПСД
Котельная № 6, р.п. Железнодорожный		
Демонтаж котла № 3 марки КВм-1.8. Приобретение и установка безнакипного котла КВм-1.8 с топкой ТШМП-2,0;	2025-2034	*ПСД
Дымосос ДС-1. Приобретение, демонтаж и монтаж дымососа ДН-9 правого вращения;	2025-2034	*ПСД
Монтаж накопительной емкости V-60 куб.м. ;	2025-2034	*ПСД
Сетевой насос СН-1. Приобретение, демонтаж и монтаж насосного агрегата марки 1К100-65-200а с электродвигателем 5А 180М2 30/3000;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт здания	2025-2034	*ПСД
Котельная №3, р.п. Железнодорожный		
Сетевой насос СН-1. Приобретение, демонтаж и монтаж насосного агрегата марки К100-65-200а с электродвигателем 5А 160М2 18,5/3000;	2025-2034	*ПСД
Установка комплексной очистки подпиточной воды на Котельной № 3;	2025-2034	*ПСД
Котёл №2. Приобретение, демонтаж и монтаж котла марки КВм-1,25 с топкой ТШПм 1,5;	2025-2034	*ПСД
Подпиточный насос ПН-1. Приобретение, демонтаж и монтаж насосного агрегата марки К8/18 с электродвигателем АДМ112В2 2,2/3000;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт здания.	2025-2034	*ПСД
центральная котельная с. Ершово	2025-2034	*ПСД
Реконструкция котельной с. Ершово с заменой одного котла КВр-1,16 Мвт	2025-2034	*ПСД
дровяная Котельная с. Подъеланка	2025-2034	*ПСД
1) приобретение электродвигателей для линии по производству топливной щепы - 6 единиц: Электродвигатель на 7,5 кВт-2 ед. Электродвигатель на 5,5 кВт-2 ед. Электродвигатель на 15 кВт-2 ед.	2025-2034	*ПСД
2) Приобретение насосов: -сетевой насос Д-320-50, - консольный насос К 390/30	2025-2034	*ПСД
котельная п. Седаново	2025-2034	*ПСД
1) Замена котлов № 1, №2, №6, № 7, № 8, № 9	2025-2034	*ПСД
2) Замена консольных насосов: Насос К160/30-2 ед.	2025-2034	*ПСД
центральная котельная п. Эдучанка	2025-2034	*ПСД
1) Приобретение котельного оборудования: -сетевой насос К 100-65-200 (А 11 кВт/3000) -2шт. -подпиточный насос К 65-50-458 подача 100, напор 50 -2шт, -циклон (ЦИ-15-600-2уп) -дымосос ДН-9/1500 15кВт/1500 -2шт. -транспортер шлакозолоудаления	2025-2034	*ПСД
гаражная котельная п. Бадарминск	2025-2034	*ПСД

Мероприятие	Сроки реализации	Стоимость
1) Приобретение консольных насосов К-100-65-200 с электродвигателем 2 ед.	2025-2034	*ПСД
2) Замена электродвигателя 30кВт/1500 об/мин IM1081 IP54 1 ед.	2025-2034	*ПСД
школьная котельная п.Бадарминск	2025-2034	*ПСД
1) Приобретение консольных насосов К-100-65-200 с электродвигателем 1 ед.	2025-2034	*ПСД
2) Замена электродвигателя 30кВт/1500 об/мин IM1081 IP54 1 ед.	2025-2034	*ПСД
центральная котельная п. Тубинский	2025-2034	*ПСД
1) Капитальный ремонт здания котельной по адресу п. Тубинский, промплощадка, кадастровый № 38:17:083201:01:19	2025-2034	*ПСД
2) Замена котельного оборудования - редуктор	2025-2034	*ПСД
центральная котельная п. Невон	2025-2034	*ПСД
1) Приобретение трубы фторопластовой Ф-4, внешний диаметр 240 мм, внутренний диаметр 200мм- 4 пог. м., стержень фторопластовый диаметр 100 мм-2 пог.м , диаметр 150 мм- 2 пог. м.	2025-2034	*ПСД
2) Изготовление бака-аккумулятора объемом 200 м3 для электрокотельной п. Невон в количестве 2 единиц	2025-2034	*ПСД
Сети теплоснабжения		
р.п. Железнодорожный		
Модернизация (реконструкция) участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. Ленина от ТК83 в районе жилого дома № 60 до ТК89 в районе жилого дома № 52, L-226м (с разработкой проекта);	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт сетей тепловодоснабжения от ТК99 по ул. Кольцевая до ТК83 по ул. Ленина;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт тепловой сети совместно с водопроводом от ТК4 до дома № 37, 39 по ул. Пионерская;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. Кедровая от ТК100 до ТК104, Ду 76 мм;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. Молодогвардейская от ТК1 до ТК8 L=415,4м, Ду 76мм;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. 70 лет Октября от ТК-21 в до ТК-11 L = 424,8м, Ду 76мм;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом от ТК2 до Котельной №6 L=293м, Ду 76мм;	2025-2034	*ПСД
Модернизация (реконструкция) участка сетей тепло-водоснабжения от ТК-51 по ул. Больничная, до жилого дома №18 по ул. Железнодорожная, Ду 76мм;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт сетей тепло-водоснабжения по ул. Ленина у магазина Титан от ТК108 до ТК109;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом от ТК5 до ТК5 L=40м, ул. Уральская;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-115 до ул. Ленина, 25 Ду-50, L -67 м;	2025-2034	*ПСД
Замена запорной арматуры в ТК-123 по ул. Ленина (в районе СОШ2 и сквера) 3 Ду - 50мм;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт тепловых камер с заменой запорной арматуры: • ТК-52 (в районе маг. Березка по ул. Больничная), ТК-5 (ул. Уральская) ;	2025-2034	*ПСД
Замена запорной арматуры в тепловых камерах: • ТК2 (в районе Комплекса тепловодоснабжения); • ТК22 (мкр. Вокзальный, 18) - 2Ду50, Ду32; • ТК78 (ул. Первопроходцев,8) - 2Ду63, Ду50; • ТК4 (ул. Уральская) - Ду50; • ТК63 (ул. Береговая, 1а) - Ду80; • ТК71 (ул. Строительная, 10) - 2Ду80, Ду150;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт тепловой изоляции сетей тепловодоснабжения от ТК19 до ТК2 участок длиной 80м, Ду 76 мм;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт ул. Железнодорожная - ул. Строительная 11, от ТК69 - ТК72, L-341,5, Ду 200 мм;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-61а до МК УК "МЦБ" по ул. Дорожная, L=100 м, 2Д76, Д50;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт участка тепловой сети от врезки в теплосеть в районе скважины №4 до жилого дома №2 по ул. Советская, L=120 м, 2Д50, Д50;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-89 до ТК-92 по ул. Ленина, L=215 м, 2Д76, Д50;	2025-2034	*ПСД

Мероприятие	Сроки реализации	Стоимость
Капитальный ремонт участка тепловой сети по ул. Ленина от ТК-115 до ТК-124А L=220м 2Д200, Д100;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт участка тепловой сети по ул. Ленина от ТК-113 до ТК-115 L=196 м, 2Д150, Д100;	2025-2034	*ПСД
Капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-126 до ТК-123 L=142 м, 2Д250, Д100	2025-2034	*ПСД
Строительство сетей тепловодоснабжения в целях подключения новых потребителей объектов капитального строительства - жилищный фонд по ул. Ленина 48 а, 48 б, ул. Северная 9, 11, ул. Солнечная 31, 33, Ду 76мм.	2025-2034	*ПСД
с.Ершово	2025-2034	*ПСД
1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 1000 метров, от здания котельной по ул. Гагарина до Дома культуры по ул. 23-го Партсъезда, 15А	2025-2034	*ПСД
с. Подъяеланка	2025-2034	*ПСД
1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 324 метра, от ул. Погодаева д. 4 до ул. Строительная, д. 1.	2025-2034	*ПСД
п. Седаново	2025-2034	*ПСД
1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 560 метров, от центральной водонапорной башни до улицы Кирова.	2025-2034	*ПСД
2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 120 метров, от котельной до дороги Братск - Усть-Илимск.	2025-2034	*ПСД
п.Эдучанка	2025-2034	*ПСД
1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 350 метров, от Центрального перекрестка до ул. Комарово.	2025-2034	*ПСД
п.Бадарминск	2025-2034	*ПСД
1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 232 метров, ул. Почтовая (д /сад), амбулатория.	2025-2034	*ПСД
2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 270 метров, на участке от ТК 12 до ул. Студенческая 12 .	2025-2034	*ПСД
3) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 175 метров, от ул. Студенческая (дома №12.14) до ТК № 6 и ТК 9.	2025-2034	*ПСД
4) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 190 метров, от ТК № 5 до ул. Студенческая.	2025-2034	*ПСД
5) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 175 метров, от ул. Студенческая (дома №12.14) до ТК № 6 и ТК 11.	2025-2034	*ПСД
6) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 50 метров, от ул. от ТК № 5 до ул. Строительная.	2025-2034	*ПСД
7) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 190 метров, от ТК №12 до ул.Строительная .	2025-2034	*ПСД
8) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 270 метров, от ул. Студенческая до ТК 15.	2025-2034	*ПСД
9) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 475 метров, от ТК 11 ул. Ленина до ТК 20 ул. Солнечная	2025-2034	*ПСД
п. Тубинский	2025-2034	*ПСД
1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 100м от ТК 4/3 до ТК б/н.	2025-2034	*ПСД
2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 100 м от Т/К 1/12 до Тубинской врачебной амбулатории.	2025-2034	*ПСД
3) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 600 м от Т/к 02 до Т/к 04.	2025-2034	*ПСД
4) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 200 метров от Т/К 04 до Т/к 05.	2025-2034	*ПСД
5) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 170 метров от Т/К 1/11 до т/к 1/13.	2025-2034	*ПСД
6) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 70 метров от Т/К 00 до Т/К 03.	2025-2034	*ПСД
7) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 250 метров от Т/К 03 до Т/К 3/5.	2025-2034	*ПСД
п.Невон	2025-2034	*ПСД
1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок сети от котельной от ТК	2025-2034	*ПСД

Мероприятие	Сроки реализации	Стоимость
2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок сети от котельной от ТК	2025-2034	*ПСД
3) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок сети от котельной от УТ	2025-2034	*ПСД

2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

По данным Администрации Усть-Илимского округа единственным источником инвестиций являются бюджетные средства.

3. Расчеты экономической эффективности инвестиций

Бюджетное финансирование указанных проектов осуществляется из бюджета Российской Федерации, бюджетов субъектов Российской Федерации и местных бюджетов в соответствии с Бюджетным кодексом РФ и другими нормативно-правовыми актами.

Дополнительная государственная поддержка может быть оказана в соответствии с законодательством о государственной поддержке инвестиционной деятельности, в том числе при реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Внебюджетное финансирование осуществляется за счет собственных средств теплоснабжающих и теплосетевых предприятий, состоящих из прибыли и амортизационных отчислений.

В соответствии с действующим законодательством и по согласованию с органами тарифного регулирования в тарифы теплоснабжающих и теплосетевых организаций может включаться инвестиционная составляющая, необходимая для реализации указанных выше мероприятий.

Собственные средства энергоснабжающих предприятий

Прибыль. Чистая прибыль предприятия – один из основных источников инвестиционных средств на предприятиях любой формы собственности.

Амортизационные фонды. Амортизационный фонд – это денежные средства, накопленные за счет амортизационных отчислений основных средств (основных фондов) и предназначенные для восстановления изношенных основных средств и приобретения новых.

Бюджетное финансирование

Федеральный бюджет. Возможность финансирования мероприятий Программы из средств Федерального бюджета рассматривается в установленном порядке на федеральном уровне при принятии соответствующих федеральных целевых программ.

Согласно опубликованному проекту, целью Программы является повышение уровня надежности поставки коммунальных ресурсов и эффективности деятельности организаций коммунального хозяйства при обеспечении доступности коммунальных услуг для населения.

В результате реализации программы по модернизации котельной и тепловых сетей потребители будут обеспечены качественными услугами теплоснабжения.

Показателями производственной эффективности в рамках разработки схемы теплоснабжения являются снижение объемов потерь тепловой энергии, экономия материальных и трудовых ресурсов, усовершенствование технологии, улучшение качества предоставляемых услуг, внедрение современных технологий.

Для уточнения капитальных затрат на строительство, реконструкцию тепловых сетей требуется выполнение дальнейших проектных и сметных работ.

Стоимость мероприятий по техническому перевооружению котельной, приобретению и установке оборудования, приобретению и установке приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии в сеть принята в соответствии со средней стоимостью оборудования и работ по наладке и установке в данном регионе.

4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения должна подбираться в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора - обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. В зависимости от способа формирования источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала, за счет заемных средств и за счет инвестиционной надбавки к тарифу. При этом возмещение средств, затраченных на реализацию проекта осуществляется за счёт экономии от энергосберегающих мероприятий (например, увеличение КПД котлоагрегатов, уменьшение тепловых потерь при реконструкции тепловых сетей, и т.д.) и надбавки к тарифу в соответствии со сценариями.

Предлагается рассмотреть 8 сценариев по финансированию мероприятий:

Полный объем финансовых затрат покрывается за счет собственных средств теплоснабжающих компаний.

1. 20 % объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет собственных средств теплоснабжающих компаний.

2. 60 % объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет собственных средств теплоснабжающих компаний.

3. 100 % объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе.

4. Полный объем финансовых затрат покрывается за счет заемного капитала.

5. 20 % объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет заемного капитала.

6. 60% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет заемного капитала.

7. 100 % объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе.

На основании этих данных рассчитываются показатели эффективности инвестиционного проекта:

Приведенный (дисконтированный) доход NPV за период;

Индекс рентабельности инвестиций PI;

Срок окупаемости (динамический) от начала операционной деятельности.

С целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих периодов в расчете использованы индексы-дефляторы, установленные в соответствии:

1) с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период из письма Минэкономразвития России;

2) с показателями долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2034 года в соответствии с таблицей прогнозируемых индексов цен производителей, индексов-дефляторов по видам экономической деятельности, установленных письмом заместителя Министра экономического развития Российской Федерации.

Период расчета для инвестиционного проекта – 10 лет (2025 – 2034 гг.). Шаг расчета – 1 год.

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в таблице.

Таблица 12.4.1

Изменения индексов показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР

Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода												
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Инфляция(ИПЦ), среднегодовая	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке, %	0,05	0,05	0,05	0,07	0,09	0,06	0,05	0,05	0,06	0,05	0,04	0,02	0,01
Рост цен на тепловую	0,046	0,033	0,034	0,09	0,09	0,07	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03

энергию в среднем за год к предыдущему году, %													
Рост цен на Дрова (оптовые цены без НДС)	0,05	0,05	0,05	0,15	0,15	0,15	0,15	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03

Источники финансирования определены. В условиях недостатка собственных средств организаций коммунального комплекса на проведение работ по модернизации существующих сетей и сооружений, модернизации объектов систем теплоснабжения, затраты на реализацию мероприятий схемы предлагается финансировать за счет денежных средств потребителей.

Кроме этого, схема предусматривает повышение качества предоставления коммунальных услуг для населения и создания условий для привлечения средств из внебюджетных источников для модернизации объектов коммунальной инфраструктуры.

Объём средств будет уточняться после доведения лимитов бюджетных обязательств из бюджетов всех уровней на очередной финансовый год и плановый период.

Эффективность капиталовложений определяется наиболее экономически оправданными мероприятиями по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника, тепловых сетей, потребителей тепловой энергии.

Увеличение тарифа на тепловую энергию в первую очередь связано с увеличением стоимости энергоресурсов (увеличение тарифа соответствует данным Минэкономразвития по энергетическому сценарию развития РФ). Вводимые мероприятия по энергосбережению и ресурсосбережению не позволяют в полной мере обеспечить сдерживание роста тарифа на тепловую энергию. При этом необходимость инвестиций обусловлено необходимостью обеспечения качественного и надежного теплоснабжения. Включение в тариф дополнительной составляющей, учитывающей прибыль организации или инвестора, вызовет дополнительный рост тарифа для конечных потребителей.

Варианты финансирования за счет собственного капитала, который не предполагает установления инвестиционной надбавки к тарифу, может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

Реализация мероприятия окажет значительное влияние на финансовое положение предприятия и не может быть осуществлено полностью за счет собственного капитала.

Кредитное финансирование используется, как правило, в процессе реализации краткосрочных инвестиционных проектов с высокой нормой рентабельности инвестиций. Особенность заемного капитала заключается в том, что его необходимо вернуть на определенных заранее условиях, при этом кредитор не претендует на участие в доходах от реализации инвестиций.

Основным показателем, характеризующим рентабельность использования заемного капитала, является эффект финансового рычага.

Эффект финансового рычага – это показатель, отражающий изменение рентабельности собственных средств, полученное благодаря использованию заемных средств.

Эффект финансового рычага проявляется в разности между стоимостью заемного и размещенного капиталов, что позволяет увеличить рентабельность собственного капитала и уменьшить финансовые риски.

Положительный эффект финансового рычага базируется на том, что банковская ставка в нормальной экономической среде оказывается ниже доходности инвестиций. Отрицательный эффект (или обратная сторона финансового рычага) проявляется, когда рентабельность активов падает ниже ставки по кредиту, что приводит к ускоренному формированию убытков.

По оценкам экономистов на основании изучения эмпирического материала успешных зарубежных компаний, оптимально эффект финансового рычага находится в пределах 30–50% от уровня экономической рентабельности активов (ROA) при плече финансового рычага 0,67–0,54. В этом случае обеспечивается прирост рентабельности собственного капитала не ниже прироста доходности вложений в активы.

Финансовый рычаг характеризует возможность повышения рентабельности собственного капитала и риск потери финансовой устойчивости. Чем выше доля заемного капитала, тем выше

чувствительность чистой прибыли к изменению балансовой прибыли. Таким образом, при дополнительном заимствовании может возрасти рентабельность собственного капитала.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако нужно иметь в виду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение – минимум 125% суммы займа, гарантия (например, муниципальная) или залог оборудования.

Вариант финансирования полностью за счет заемного капитала, не предполагающий установления инвестиционной надбавки к тарифу, не может быть осуществлен, т.к. проявляется отрицательный эффект финансового рычага. Рекомендуется воспользоваться вариантами финансирования, которые предполагают установление инвестиционной надбавки к тарифу

ГЛАВА 13. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ УСТЬ-ИЛИМСКОГО ОКРУГА

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

Прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях не зафиксировано.

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

Прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии не зафиксировано.

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

Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии равен:

Таблица 13.3.1

Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии

Наименование котельной	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Основное топливо	Годовой расход основного топлива, т.у.т.	Фактический удельный расход условного топлива, кг.у.т./ккал
2024 год				
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	3342,89	Дрова	889,21	266,00
котельная «Школьная», п. Бадарминск	2122,67	Дрова	564,63	266,00
котельная «Центральная» с. Ершово	1480,00	Дрова	264,00	178,38
КТВС, р.п. Железнодорожный	29004,9	уголь	10433,6	359,7
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	8789,4	уголь	3161,7	359,7
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	3955,2	уголь	1422,8	359,7
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	2197,3	уголь	790,4	359,7
электрокотельная п. Невон	18801,6	Электроэнергия	64705,42	3441,49
электрокотельная с. Подъяеланка	5707,00	Электроэнергия	0,00	219,91
котельная на твердом топливе с. Подъяеланка		Дрова и щепа	1255,00	
котельная «Центральная» п. Седаново	5860,00	Дрова	1288,00	219,80
котельная «Центральная» п. Тубинский	17991,03	Уголь бурый	6123,68	340,37
котельная п. Эдучанка	3387,00	Уголь бурый	681,50	201,21
2025 -2027 годы				
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	3342,89	Дрова	889,21	266,00
котельная «Школьная», п. Бадарминск	2122,67	Дрова	564,63	266,00
котельная «Центральная» с. Ершово	1480,00	Дрова	264,00	178,38
КТВС, р.п. Железнодорожный	29004,9	уголь	10433,6	359,7
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	8789,4	уголь	3161,7	359,7
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	3955,2	уголь	1422,8	359,7
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	2197,3	уголь	790,4	359,7
электрокотельная п. Невон	18801,6	Электроэнергия	64705,42	3441,49
электрокотельная с. Подъяеланка	5707,00	Электроэнергия	0,00	219,91
котельная на твердом топливе с. Подъяеланка		Дрова и щепа	1255,00	
котельная «Центральная» п. Седаново	5860,00	Дрова	1288,00	219,80
Котельная «Центральная» п. Тубинский	17991,03	Уголь бурый	6123,68	340,37
котельная п. Эдучанка	3387,00	Уголь бурый	681,50	201,21
котельная «Гаражная», п. Бадарминск 2028 – 2030 года				
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	3342,89	Дрова	889,21	266,00
котельная «Школьная», п. Бадарминск	2122,67	Дрова	564,63	266,00
котельная «Центральная» с. Ершово	1480,00	Дрова	264,00	178,38

Наименование котельной	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Основное топливо	Годовой расход основного топлива, т.у.т.	Фактический удельный расход удельного топлива, кг.у.т./ккал
КТВС, р.п. Железнодорожный	29004,9	уголь	10433,6	359,7
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	8789,4	уголь	3161,7	359,7
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	3955,2	уголь	1422,8	359,7
котельная № 3,р.п. Железнодорожный	2197,3	уголь	790,4	359,7
электрокотельная п. Невон	18801,6	Электроэнергия	64705,42	3441,49
электрокотельная с. Подъеланка	5707,00	Электроэнергия	0,00	219,91
котельная на твердом топливе с. Подъеланка		Дрова и щепа	1255,00	
котельная «Центральная» п. Седаново	5860,00	Дрова	1288,00	219,80
котельная «Центральная» п. Тубинский	17991,03	Уголь бурый	6123,68	340,37
котельная п. Эдучанка	3387,00	Уголь бурый	681,50	201,21
2031-2034 годы				
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	3342,89	Дрова	889,21	266,00
котельная «Школьная», п. Бадарминск	2122,67	Дрова	564,63	266,00
котельная «Центральная» с. Ершово	1480,00	Дрова	264,00	178,38
КТВС, р.п. Железнодорожный	29004,9	уголь	10433,6	359,7
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	8789,4	уголь	3161,7	359,7
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	3955,2	уголь	1422,8	359,7
котельная № 3,р.п. Железнодорожный	2197,3	уголь	790,4	359,7
электрокотельная п. Невон	18801,6	Электроэнергия	64705,42	3441,49
электрокотельная с. Подъеланка	5707,00	Электроэнергия	0,00	219,91
котельная на твердом топливе с. Подъеланка		Дрова и щепа	1255,00	
котельная «Центральная» п. Седаново	5860,00	Дрова	1288,00	219,80
котельная «Центральная» п. Тубинский	17991,03	Уголь бурый	6123,68	340,37
котельная п. Эдучанка	3387,00	Уголь бурый	681,50	201,21

4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети

Таблица 13.4.1

Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, к материальной характеристике тепловой сети

Наименование Котельной	Материальная характеристика, м ²	Величина технологических потерь тепловой энергии, Гкал/год	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	1209,60	285,38	0,45
котельная «Школьная», п. Бадарминск		261,10	
котельная «Центральная» с. Ершово	221,01	121,44	0,55
КТВС, р.п. Железнодорожный	2962,44	3036,00	1,58
котельная № 4, р.п. Железнодорожный		546,48	
котельная № 6, р.п. Железнодорожный		546,48	
котельная № 3,р.п. Железнодорожный		546,48	
электрокотельная п. Невон	3602,88	3036,00	0,84
электрокотельная с. Подъеланка	1363,32	546,48	0,40
котельная на твердом топливе с. Подъеланка			
котельная «Центральная» п. Седаново	1555,33	546,48	0,35
котельная «Центральная» п. Тубинский	3012,95	7334,98	2,43
котельная п. Эдучанка	394,20	321,82	0,82

Таблица 13.4.2

Отношение величины технологических потерь теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети

Наименование Котельной	Материальная характеристика, м ²	Технологические потери теплоносителя, м3	Отношение величины технологических потерь теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	1209,60	27,009	0,0223
котельная «Школьная», п. Бадарминск			
котельная «Центральная» с. Ершово	221,01	9,981	0,0452
электрокотельная п. Невон	3602,88	130,938	0,0363

Наименование Котельной	Материальная характеристика, м ²	Технологические потери теплоносителя, м ³	Отношение величины технологических потерь теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети
электрокотельная с. Подъеланка	1363,32	62,396	0,0458
котельная на твердом топливе с. Подъеланка			
котельная «Центральная» п. Седаново	1555,33	82,031	0,0527
котельная «Центральная» п. Тубинский	3012,95	163,167	0,0542
котельная п. Эдучанка	394,20	21,175	0,0537

Таблица 13.4.3

Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети

Муниципальное образование	Материальная Характеристика тепловой сети, м ²	Технологические потери тепловой энергии, Гкал/год	Технологические потери теплоносителя, м ³	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	Отношение величины технологических потерь теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети
Усть-Илимский округ	14321,74	29794,70	712,02	2,08	0,02

5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности

Таблица 13.5.1

Коэффициент перспективного использования установленной тепловой мощности

Источник централизованного теплоснабжения	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Коэффициент использования установленной тепловой мощности
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	3,900	3342,89	23,81%
котельная «Школьная», п. Бадарминск	3,000	2122,67	64,60%
котельная «Центральная» с. Ершово	5,4	1480,00	11,42%
КТВС, р.п. Железнодорожный	23,0	н/д	н/д
котельная № 4, р.п. Железнодорожный	6,42	н/д	н/д
котельная № 6, р.п. Железнодорожный	4,18	н/д	н/д
котельная № 3, р.п. Железнодорожный	2,18	н/д	н/д
электрокотельная п. Невон	20,8	18801,60	25,11%
электрокотельная с. Подъеланка	12,55	5707,00	6,43%
котельная на твердом топливе с. Подъеланка	3,87		
котельная «Центральная» п. Седаново	8,38	5860,00	28,07%
котельная «Центральная» п. Тубинский	8,0	17991,03	62,47%
котельная п. Эдучанка	2,0	3387,00	37,63%

6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке

Таблица 13.6.1

Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке

Наименование котельной	Материальная характеристика, м ²	Расчетная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке, м ² /Гкал/ч
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	1209,6	0,468	1350,00
котельная «Школьная», п. Бадарминск		0,428	
котельная «Центральная» с. Ершово	221,0	0,600	368,35
КТВС, р.п. Железнодорожный	2962,4	9,432	232,21
котельная № 4, р.п. Железнодорожный		1,915	
котельная № 6, р.п. Железнодорожный		0,873	
котельная № 3, р.п. Железнодорожный		0,538	
электрокотельная п. Невон	3602,9	10,400	346,43
электрокотельная с. Подъеланка	1363,3	1,283	1062,61
котельная на твердом топливе			

Наименование котельной	Материальная характеристика, м ²	Расчетная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке, м ² /Гкал/ч
с. Подъяланка			
котельная «Центральная» п. Седаново	1555,3	1,460	1065,30
котельная «Центральная» п. Тубинский	3013,0	4,560	660,74
котельная п. Эдучанка	394,2	0,230	1713,91

Таблица 13.6.2

Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной годовой выработке

Наименование Котельной	Материальная характеристика, м ²	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной годовой выработке, м ² /Гкал
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	1209,60	3342,89	0,36
котельная «Школьная», п. Бадарминск		2122,67	0,00
котельная «Центральная» с. Ершово	221,01	1480,00	0,15
КТВС, р.п. Железнодорожный	2962,44	н/д	н/д
котельная № 4, р.п. Железнодорожный		н/д	
котельная № 6, р.п. Железнодорожный		н/д	
котельная № 3, р.п. Железнодорожный		н/д	
электрокотельная п. Невон	3602,88	18801,60	0,19
электрокотельная с. Подъяланка	1363,32	5707,00	0,24
котельная на твердом топливе с. Подъяланка			
котельная «Центральная» п. Седаново	1555,33	5860,00	0,27
котельная «Центральная» п. Тубинский	3012,95	17991,03	0,17
котельная п. Эдучанка	394,20	3387,00	0,12

7. Количество тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения)

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии на территории Усть-Илимского округа не осуществляется.

8. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии на территории Усть-Илимского округа не осуществляется.

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

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии на территории Усть-Илимского округа не осуществляется.

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

В Усть-Илимском округе есть объекты, подключенные к центральному теплоснабжению снабженные приборами учета.

Для остальных потребителей расчет за потребляемое количество теплоты осуществляется по расчетной величине. Долю отпуска тепловой энергии определить не представляется возможным.

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

Таблица 13.11.1

Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей

Наименование котельной	Диаметр трубопровода, d_y , мм	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	Материальная Ха-рка участков	Год ввода участка труб-да в эксплуатацию (перекладки)	Срок службы, лет	Доля участка в общей материальной характеристики, %	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации и тепловых сетей, лет
котельная «Гаражная», п. Бадарминск	38-159	5491	1209,60	1985	40	10,452%	4,0763
котельная «Школьная», п. Бадарминск							
котельная «Центральная» с. Ершово	150	565	169,50	1985	40	1,465%	0,5712
	108	60	12,96	1985	40	0,112%	0,0437
	82	10,5	1,72	1985	40	0,015%	0,0058
	72	20	2,88	1985	40	0,025%	0,0097
	51	172	17,54	1985	40	0,152%	0,0591
	50	80	8,00	1985	40	0,069%	0,0270
	41	82	6,72	1985	40	0,058%	0,0227
	39	8	0,31	1985	40	0,003%	0,0011
	32	33	1,06	1985	40	0,009%	0,0036
КТВС, р.п. Железнодорожный, котельная № 4, котельная № 6, котельная № 3 р.п. Железнодорожный	108	20689	2962,44	1985	40	25,157%	9,8111
электрокотельная п. Невон	108	16680	3602,88	1985	40	31,132%	12,1414
электрокотельная с. Подъяеланка котельная на твердом топливе с. Подъяеланка	219	55	24,09	2005	20	0,208%	0,0395
	219	300	131,40	1985	40	1,135%	0,4428
	219	110	48,18	1986	39	0,416%	0,1582
	219	84	36,79	2004	21	0,318%	0,0636
	219	700	306,60	1986	39	2,649%	1,0067
	159	85	27,03	2000	25	0,234%	0,0561
	159	188	59,78	1986	39	0,517%	0,1963
	125	140	35,00	2012	13	0,302%	0,0363
	159	66	20,99	1986	39	0,181%	0,0689
	133	30	7,98	1986	39	0,069%	0,0262
	108	62	13,39	1986	39	0,116%	0,0440
	89	177	31,51	1986	39	0,272%	0,1035
	76	427	64,90	1986	39	0,561%	0,2131
	57	527	60,08	1986	39	0,519%	0,1973
	-	2961	296,10	1986	39	2,559%	0,9722
	Подводы к	1995	199,50	1986	39	1,724%	0,6551
котельная «Центральная» п. Седаново	219	1316	576,41	1985	40	4,981%	1,9425
	159	930	295,74	1985	40	2,555%	0,9966
	133	372	98,95	1985	40	0,855%	0,3335
	108	912	196,99	1985	40	1,702%	0,6638
	89	570	101,46	1985	40	0,877%	0,3419
	76	660	100,32	1985	40	0,867%	0,3381
	57	640	72,96	1985	40	0,630%	0,2459
	45	610	54,90	1985	40	0,474%	0,1850
	32	900	57,60	1985	40	0,498%	0,1941
котельная «Центральная» п. Тубинский	257	529	271,91	1985	40	2,349%	0,9163
	211	2637	1112,81	1985	40	9,616%	3,7501
	150	963	288,90	1985	40	2,496%	0,9736
	125	154	38,50	1985	40	0,333%	0,1297
	108	2695	582,12	1985	40	5,030%	1,9617

Наименование котельной	Диаметр трубопровода, d_y , мм	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	Материальная Ха-рка участков	Год ввода участка труб-да в эксплуатацию (перекладки)	Срок службы, лет	Доля участка в общей материальной характеристики, %	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации и тепловых сетей, лет
	82	1018	166,95	1985	40	1,443%	0,5626
	72	2158	310,75	1985	40	2,685%	1,0472
	69	100	13,80	1985	40	0,119%	0,0465
	51	1075	109,65	1985	40	0,947%	0,3695
	32	1790	114,56	1985	40	0,990%	0,3861
	25	60	3,00	2024	1	0,026%	0,0000
котельная п. Эдучанка	159	550	174,90	2004	21	1,511%	0,3023
	108	220	47,52	2004	21	0,411%	0,0821
	159	530	168,54	2009	16	1,456%	0,2184
	108	15	3,24	2009	16	0,028%	0,0042

Таблица 13.11.2

Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей

Муниципальное образование	Материальная Характеристика тепловой сети, м2	Технологические потери тепловой энергии, Гкал/год	Технологические потери теплоносителя, м3	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	Отношение величины технологических потерь теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей, лет
Усть-Илимский округ	14321,74	29794,70	712,02	2,08	0,02	39,9

12. Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения)

Таблица 13.12.1

Динамика изменения материальной характеристики тепловых сетей

Год актуализации и (разработки)	Строительство о магистральных тепловых сетей, м ²	Реконструкция магистральных тепловых сетей, м ²	Строительство распределительных (внутриквартальных) тепловых сетей, м ²	Реконструкция распределительных тепловых сетей, м ²	Доля строительства тепловых сетей, %	Доля реконструкции тепловых сетей, %
Усть-Илимский муниципальный округ						
2020	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2021	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2022	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2023	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2024	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Ввиду отсутствия данных по диаметру реконструируемых сетей, расчет выполнить не представляется возможным.

13. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения)

За последний год реконструкция источников теплоснабжения не проводилась.

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

Фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях не зафиксировано.

ГЛАВА 14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения должна подбираться в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. В зависимости от способа формирования источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала, за счет заемных средств и за счет инвестиционной надбавки к тарифу. При этом возмещение средств, затраченных на реализацию проекта осуществляется за счёт экономии от энергосберегающих мероприятий (например, увеличение КПД котлоагрегатов, уменьшение тепловых потерь при реконструкции тепловых сетей, и т.д.) и надбавки к тарифу в соответствии со сценариями.

Предлагается рассмотреть 8 сценариев по финансированию мероприятий.

Полный объем финансовых затрат покрывается за счет собственных средств теплоснабжающих компаний.

1. 20 % объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет собственных средств теплоснабжающих компаний.

2. 60 % объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет собственных средств теплоснабжающих компаний.

3. 100 % объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе.

4. Полный объем финансовых затрат покрывается за счет заемного капитала.

5. 20 % объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет заемного капитала.

6. 60 % объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет заемного капитала.

7. 100 % объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе.

На основании этих данных рассчитываются показатели эффективности инвестиционного проекта:

1) приведенный (дисконтированный) доход NPV за период;

2) индекс рентабельности инвестиций PI;

3) срок окупаемости (динамический) от начала операционной деятельности.

С целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих периодов в расчете использованы индексы-дефляторы, установленные в соответствии:

1) с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2023 и 2024 годов из письма Минэкономразвития России;

2) с показателями долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2032 года в соответствии с таблицей прогнозируемых индексов цен производителей, индексов-дефляторов по видам экономической деятельности, установленных письмом заместителя Министра экономического развития Российской Федерации.

Период расчета для инвестиционного проекта – 10 лет (2025 – 2034 гг.). Шаг расчета – 1 год.

Индексы-дефляторы МЭР.

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в таблице.

Таблица 14.1.1

Изменения индексов показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР

Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода												
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Инфляция(ИПЦ), среднегодовая	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Рост цен на	0,05	0,05	0,05	0,07	0,09	0,06	0,05	0,05	0,06	0,05	0,04	0,02	0,01

Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода												
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
электроэнергию на оптовом рынке, %													
Рост цен на тепловую энергию в среднем за год к предыдущему году, %	0,046	0,033	0,034	0,09	0,09	0,07	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
Рост цен на Дрова (оптовые цены без НДС)	0,05	0,05	0,05	0,15	0,15	0,15	0,15	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03

Источники финансирования определены. В условиях недостатка собственных средств организаций коммунального комплекса на проведение работ по модернизации существующих сетей и сооружений, модернизации объектов систем теплоснабжения, затраты на реализацию мероприятий схемы предлагается финансировать за счет денежных средств потребителей.

Кроме этого, схема предусматривает повышение качества предоставления коммунальных услуг для населения и создания условий для привлечения средств из внебюджетных источников для модернизации объектов коммунальной инфраструктуры.

Объём средств будет уточняться после доведения лимитов бюджетных обязательств из бюджетов всех уровней на очередной финансовый год и плановый период.

Эффективность капиталовложений определяется наиболее экономически оправданными мероприятиями по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника, тепловых сетей, потребителей тепловой энергии.

Увеличение тарифа на тепловую энергию в первую очередь связано с увеличением стоимости энергоресурсов (увеличение тарифа соответствует данным Минэкономразвития по энергетическому сценарию развития РФ). Вводимые мероприятия по энергосбережению и ресурсосбережению не позволяют в полной мере обеспечить сдерживание роста тарифа на тепловую энергию. При этом необходимость инвестиций обусловлено необходимостью обеспечения качественного и надежного теплоснабжения. Включение в тариф дополнительной составляющей, учитывающей прибыль организации или инвестора, вызовет дополнительный рост тарифа для конечных потребителей.

Варианты финансирования за счет собственного капитала, который не предполагает установления инвестиционной надбавки к тарифу, может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

Реализация мероприятия окажет значительное влияние на финансовое положение предприятия и не может быть осуществлено полностью за счет собственного капитала.

Кредитное финансирование используется, как правило, в процессе реализации краткосрочных инвестиционных проектов с высокой нормой рентабельности инвестиций. Особенность заемного капитала заключается в том, что его необходимо вернуть на определенных заранее условиях, при этом кредитор не претендует на участие в доходах от реализации инвестиций.

Основным показателем, характеризующим рентабельность использования заемного капитала, является эффект финансового рычага.

Эффект финансового рычага – это показатель, отражающий изменение рентабельности собственных средств, полученное благодаря использованию заемных средств.

Эффект финансового рычага проявляется в разности между стоимостью заемного и размещенного капиталов, что позволяет увеличить рентабельность собственного капитала и уменьшить финансовые риски.

Положительный эффект финансового рычага базируется на том, что банковская ставка в нормальной экономической среде оказывается ниже доходности инвестиций. Отрицательный эффект (или обратная сторона финансового рычага) проявляется, когда рентабельность активов падает ниже ставки по кредиту, что приводит к ускоренному формированию убытков.

По оценкам экономистов на основании изучения эмпирического материала успешных зарубежных компаний, оптимально эффект финансового рычага находится в пределах 30–50% от уровня экономической рентабельности активов (ROA) при плече финансового рычага 0,67–0,54. В этом случае обеспечивается прирост рентабельности собственного капитала не ниже прироста доходности вложений в активы.

Финансовый рычаг характеризует возможность повышения рентабельности собственного капитала и риск потери финансовой устойчивости. Чем выше доля заемного капитала, тем выше чувствительность чистой прибыли к изменению балансовой прибыли. Таким образом, при дополнительном заимствовании может возрасти рентабельность собственного капитала.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако нужно иметь в виду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение – минимум 125% суммы займа, гарантия (например, муниципальная) или залог оборудования.

2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации

В связи с тем, что стоимость мероприятий будет рассчитана после разработки проектно-сметной документации, тарифно-балансовые модели не разрабатывались.

3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании, разработанных тарифно-балансовых моделей

Вариант финансирования полностью за счет заемного капитала, не предполагающий установления инвестиционной надбавки к тарифу, не может быть осуществлен, т.к. проявляется отрицательный эффект финансового рычага. Рекомендуется воспользоваться другими вариантами финансирования.

ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах усть-илимского округа

МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский

МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново

ООО «Невонские Теплосети»- п. Невон, являются действующими теплоснабжающими организациями и каждая из них соответствует критериям единой теплоснабжающей организации. Статусом единой теплоснабжающей организации рекомендуется наделить

1) МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский;

2) МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново;

3) ООО «Невонские Теплосети»- п. Невон

2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский

МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново

ООО «Невонские Теплосети»- п. Невон, являются действующими теплоснабжающими организациями и каждая из них соответствует критериям единой теплоснабжающей организации. Статусом единой теплоснабжающей организации рекомендуется наделить МУП УИ МО «ЖКХ-2025», МУП Усть-Илимского района, ООО «Невонские теплосети».

Таблица 15.2.1

Утвержденные единые теплоснабжающие организации (далее - ЕТО) в системах теплоснабжения на территории поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения

№ системы теплоснабжения	Наименования источников тепловой энергии в системе теплоснабжения	Теплоснабжающие (теплосетевые) организации в границах системы теплоснабжения	Размер собственного капитала теплоснабжающей (теплосетевой) организации, тыс. руб.	Объекты систем теплоснабжения в обслуживании теплоснабжающей (теплосетевой) организации	Вид имущественного права	Емкость тепловых сетей, м³	Информация о подаче заявки на присвоение статуса ЕТО
н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

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

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в Правилах организации теплоснабжения, утвержденных постановлением Правительством Российской Федерации от 08.08.2012 № 808 (далее – Правила № 808).

В соответствии с пунктом 7 Правил № 808 критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

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

2) размер собственного капитала;

3) способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации при утверждении схемы теплоснабжения поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения:

1) федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти), - в отношении городских поселений, сельских поселений с численностью населения, составляющей 500 тыс. человек и более, а также городов федерального значения;

2) главы местной администрации муниципального округа, главы местной администрации муниципального округа - в отношении поселений, сельских поселений с численностью населения, составляющей менее 500 тыс. человек;

3) главы местной администрации района - в отношении сельских поселений, расположенных на территории соответствующего района, если иное не установлено законом субъекта Российской Федерации.

4) главы местной администрации муниципального образования, главы местной администрации муниципального образования - в отношении городских поселений, сельских поселений с численностью населения, составляющей менее 500 тыс. человек;

В настоящее время на территории муниципального образования существуют теплоснабжающие организации:

1) МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский;

2) МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново;

3) ООО «Невонские Теплосети» - п. Невон

Предприятия отвечают требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации.

МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский, МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново, ООО «Невонские Теплосети»- п. Невон являются действующими теплоснабжающими организациями и каждая из них соответствует критериям единой теплоснабжающей организации.

Таким образом, на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в Правилах № 808 предлагается определить едиными теплоснабжающими организациями:

1) МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский;

2) МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново;

3) ООО «Невонские Теплосети»- п. Невон

4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский, МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново, ООО «Невонские Теплосети»- п. Невон являются действующими теплоснабжающими организациями и каждая из них соответствует критериям единой теплоснабжающей организации.

Статусом единой теплоснабжающей организации рекомендуется наделить:

1) МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский;

2) МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново;

3) ООО «Невонские Теплосети»- п. Невон.

Другие теплоснабжающие организации в муниципальном образовании отсутствуют.

5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

Системы теплоснабжения:

1) МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский;

2) МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново;

3) ООО «Невонские Теплосети»- п. Невон, охватывает территорию Усть-Илимского округа. Теплоснабжение обеспечивается от котельных установок, которые находятся в муниципальной собственности и эксплуатируются:

1) МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский;

2) МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново;

3) ООО «Невонские Теплосети» - п. Невон, при этом осуществляется транспортировка тепловой энергии потребителям (через тепловые сети и сооружения на них).

МУП УИ МО «ЖКХ-2025» - п. Бадарминск, п. Тубинский, МУП Усть-Илимского района - р.п. Железнодорожный, с. Подъяланка, с.Ершово, п. Эдучанка, п. Седаново, ООО «Невонские Теплосети»- п. Невон являются действующими теплоснабжающими организациями и каждая из них соответствует критериям единой теплоснабжающей организации.

ГЛАВА 16. РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

С целью качественного и бесперебойного обеспечения потребности в теплоснабжении для потребителей, расположенных вне зон действия существующих энергоисточников, предлагается провести мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению. Проведение мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению котельных позволит существенно снизить затраты эксплуатирующей организации на топливо и текущие ремонты устаревшего оборудования.

Предлагается следующие мероприятия:

1 вариант:

- 1) ремонт и замена оборудования котельных с высокой степенью износа;
- 2) обеспечение потребителей приборами учета тепловой энергии;

В целях повышения качества централизованного теплоснабжения на территории Усть-Илимского муниципального округа предлагается оснащение источника приборами учета, а также выполнение следующих мероприятий:

2 вариант:

- 1) ремонт и замена оборудования котельных с высокой степенью износа;
- 2) установка дизель-генераторных установок;
- 3) обеспечение потребителей приборами учета тепловой энергии;

В течение расчетного срока схемы теплоснабжения (2025-2034 годы) выполнить монтажные работы по установке приборов учета отпуска и потребления тепловой энергии.

Мероприятия по модернизации теплоисточников :

КТВС,

р.п. Железнодорожный

- 1) автоматизация технологического процесса работы котлов № 1,2,3;
- 2) капитальный ремонт щековой дробилки СМ-741;
- 3) приобретения и установка конвейерных весов;
- 4) приобретение частотных преобразователей для сетевых насосов;
- 5) установка циклонов БЦ-259 (6х5) на котлы №2 и №3;
- 6) модернизация котла № 3;
- 7) транспортёр углеподачи 1-го подъёма;
- 8) приобретение, демонтаж и монтаж редуктора марки РЦД-400 с электродвигателем 5А 160S4 15/1500;
- 9) замена редуктора забрасывателя ЗП-600 М2 с электродвигателем на котле № 3;
- 10) капитальный ремонт наружных газоходов котла № 3;
- 11) капитальный ремонт внутренних газоходов котлов № 2, 3;
- 12) замена транспортерной ленты топливоподачи - 2 тракта;
- 13) капитальный ремонт котла № 2 ДКВр 10/13;
- 14) капитальный ремонт здания ТП-20;
- 15) замена троса ШЗУ;
- 16) замена экономайзера котла № 1 на чугунный экономайзер ЭБ-1-330И;
- 17) приобретение и монтаж насосного агрегата марки 1Д630-906 с электродвигателем мощностью 160кВт (СН-3)

котельная № 4

р.п. Железнодорожный

- 1) замена котла № 1 на безнакипной котел КВр(м)-1,8 с топкой ТШПМ-2.0;
- 2) демонтаж котла № 2 марки КВм-1.8. Приобретение и установка безнакипного котла КВм-1.8 с топкой ТШПМ-2,0;
- 3) дымосос ДС-2. Приобретение, демонтаж и монтаж дымососа ДН-12,5 левого вращения;
- 4) демонтаж транспортера скребкового, приобретение и монтаж транспортера ШЗУ ТС-2-28;
- 5) приобретение и монтаж насосного агрегата марки 4Д200- 90 с электродвигателем мощностью 90 кВт (СН-1) ;
- 6) устройство ограждения

котельная № 3

р.п. Железнодорожный

- 1) сетевой насос СН-1. Приобретение, демонтаж и монтаж насосного агрегата марки К100-65-200а с электродвигателем 5А 160М2 18,5/3000;
- 2) установка комплексной очистки подпиточной воды на Котельной № 3;
- 3) котёл №2. Приобретение, демонтаж и монтаж котла марки КВм-1,25 с топкой ТШПм 1,5;
- 4) подпиточный насос ПН-1. Приобретение, демонтаж и монтаж насосного агрегата марки К8/18 с электродвигателем АДМ112В2 2,2/3000;
- 5) капитальный ремонт здания

котельная № 6**р.п. Железнодорожный**

- 1) демонтаж котла № 3 марки КВм-1.8. Приобретение и установка безнакипного котла КВм-1.8 с топкой ТШМП-2,0;
- 2) дымосос ДС-1. Приобретение, демонтаж и монтаж дымососа ДН-9 правого вращения;
- 3) монтаж накопительной емкости V-60 куб.м. ;
- 4) сетевой насос СН-1. Приобретение, демонтаж и монтаж насосного агрегата марки К100-65-200а с электродвигателем 5А 180М2 30/3000;
- 5) капитальный ремонт здания.

центральная котельная с. Ершово

- 1) Реконструкция котельной с. Ершово с заменой одного котла КВр-1,16 Мвт

дровяная Котельная с. Подъяланка

- 1) приобретение электродвигателей для линии по производству топливной щепы - 6 единиц:
Электродвигатель на 7,5 кВт-2 ед.
Электродвигатель на 5,5 кВт-2 ед.
Электродвигатель на 15 кВт-2 ед.
- 2) Приобретение насосов:
-сетевой насос Д-320-50,
- консольный насос К 390/30

котельная п.Седаново

- 1) Замена котлов № 1, №2, №6, № 7, № 8, № 9
- 2) Замена консольных насосов: Насос К160/30-2 ед.

центральная котельная п.Эдучанка

- 1) Приобретение котельного оборудования:
-сетевой насос К 100-65-200 (А 11 кВт/3000) -2шт.
-подпиточный насос К 65-50-458 подача 100, напор 50 -2шт,
-циклон (ЦИ-15-600-2уп)
-дымосос ДН-9/1500 15кВт/1500 -2шт.
-транспортёр шлакозолоудаления

гаражная котельная п.Бадарминск

- 1) Приобретение консольных насосов К-100-65-200 с электродвигателем 2 ед.
- 2) Замена электродвигателя 30кВт/1500 об/мин IM1081 IP54 1 ед.

школьная котельная п.Бадарминск

- 1) Приобретение консольных насосов К-100-65-200 с электродвигателем 1 ед.
- 2) Замена электродвигателя 30кВт/1500 об/мин IM1081 IP54 1 ед.

центральная котельная п. Тубинский

- 1) Капитальный ремонт здания котельной по адресу п. Тубинский, промплощадка, кадастровый № 38:17:083201:01:19
- 2) Замена котельного оборудования - редуктор

центральная котельная п.Невон

- 1) Приобретение трубы фторопластовой Ф-4, внешний диаметр 240 мм, внутренний диаметр 200мм-4 пог. м., стержень фторопластовый диаметр 100 мм-2 пог.м , диаметр 150 мм- 2 пог .м.
- 2) Изготовление бака-аккумулятора объемом 200 м3 для электростанции п.Невон в количестве 2 единиц

Предлагаемый вариант обеспечивает наиболее оптимальное распределение тепловой энергии существующим и перспективным потребителям, а также минимально возможные финансовые вложения на модернизацию источников теплоснабжения.

2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них

Согласно данным администрации Усть-Илимского округа на территории Усть-Илимского округа предусматривается:

1 вариант:

- 1) ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа
- 2) строительство тепловых сетей к существующим потребителям

2 вариант:

1) строительство и перекладка сетей, резервных трубопроводных связей, в тепловых сетях одного района теплоснабжения, с увеличением диаметра для возможности аварийного переключения потребителей от одного участка к другому, на случай выхода из строя одного из участков тепловых сетей.

- 2) строительство тепловых сетей к существующим потребителям
- 3) строительство тепловых сетей к перспективным потребителям
- 4) ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа

Мероприятия по модернизации сетей теплоснабжения:

р.п. Железнодорожный

1) модернизация (реконструкция) участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. Ленина от ТК83 в районе жилого дома № 60 до ТК89 в районе жилого дома № 52, L-226м (с разработкой проекта);

2) капитальный ремонт сетей тепловодоснабжения от ТК99 по ул. Кольцевая до ТК83 по ул. Ленина;

3) капитальный ремонт тепловой сети совместно с водопроводом от ТК4 до дома № 37, 39 по ул. Пионерская;

4) капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. Кедровая от ТК100 до ТК104, Ду 76 мм;

5) капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. Молодогвардейская от ТК1 до ТК8 L=415,4м, Ду 76мм;

6) капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом по ул. 70 лет Октября от ТК-21 в до ТК-11 L = 424,8м, Ду 76мм;

7) капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом от ТК2 до Котельной №6 L=293м, Ду 76мм;

8) модернизация (реконструкция) участка сетей тепло-водоснабжения от ТК-51 по ул. Больничная, до жилого дома №18 по ул. Железнодорожная, Ду 76мм;

9) капитальный ремонт сетей тепло-водоснабжения по ул. Ленина у магазина Титан от ТК108 до ТК109;

10) капитальный ремонт участка тепловой сети совместно с водопроводом от ТК5 до ТК5 L=40м, ул. Уральская;

11) капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-143 до ТК-149 по ул. Кирова, 2 Ду- 150, L -323 м. Ду-159;

12) капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-115 до ул. Ленина, 25 Ду-50, L -67 м;

13) замена запорной арматуры в ТК-123 по ул. Ленина (в районе СОШ2 и сквера) 3 Ду –50мм;

14) капитальный ремонт тепловых камер с заменой запорной арматуры;

15) ТК-52 (в районе маг. Березка по ул. Больничная), ТК-5 (ул. Уральская) ;

16) замена запорной арматуры в тепловых камерах:

а) ТК2 (в районе Комплекса тепловодоснабжения);

б) ТК22 (мкр. Вокзальный, 18) - 2Ду50, Ду32;

в) ТК78 (ул. Первопроходцев,8) - 2Ду63, Ду50;

г) ТК4 (ул. Уральская) - Ду50;

д) ТК63 (ул. Береговая, 1а) - Ду80;

е) ТК71 (ул. Строительная, 10) - 2Ду80, Ду150;

17) капитальный ремонт тепловой изоляции сетей тепловодоснабжения от ТК19 до ТК2 участок длиной 80м, Ду 76 мм;

18) капитальный ремонт ул. Железнодорожная - ул. Строительная 11, от ТК69 - ТК72, L=341,5, Ду 200 мм;

19) капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-61а до МК УК "МЦБ" по ул. Дорожная, L=100 м, 2Д76, Д50;

20) капитальный ремонт участка тепловой сети от врезки в теплосеть в районе скважины №4 до жилого дома №2 по ул. Советская, L=120 м, 2Д50, Д50;

21) капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-89 до ТК-92 по ул. Ленина, L=215 м, 2Д76, Д50;

21) капитальный ремонт участка тепловой сети по ул. Ленина от ТК-115 до ТК-124А L=220м, 2Д200, Д100;

22) капитальный ремонт участка тепловой сети по ул. Ленина от ТК-113 до ТК-115 L=196м, 2Д150, Д100;

23) капитальный ремонт участка тепловой сети от ТК-126 до ТК-123 L=142 м, 2Д250, Д100

24) строительство сетей тепловодоснабжения в целях подключения новых потребителей объектов капитального строительства - жилищный фонд по ул. Ленина 48 а, 48 б, ул. Северная 9,11, ул. Солнечная 31, 33, Ду 76мм.

с.Ершово

1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 1000 метров, от здания котельной по ул. Гагарина до Дома культуры по ул. 23-го Партсъезда, 15А

с. Подъяланка

1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 324 метра , от ул. Погодаева д. 4 до ул. Строительная, д. 1.

п. Седаново

1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 560 метров, от центральной водонапорной башни до улицы Кирова.

2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 120 метров, от котельной до дороги Братск - Усть-Илимск.

п.Эдучанка

1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 350 метров, от Центрального перекрестка до ул. Комарово.

п.Бадарминск

1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 232 метров, ул. Почтовая (д /сад), амбулатория.

2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 270 метров, на участке от ТК 12 до ул. Студенческая 12 .

3) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 175 метров, от ул. Студенческая (дома №12.14) до ТК № 6 и ТК 9.

4) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 190 метров, от ТК № 5 до ул. Студенческая.

5) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 175 метров, от ул. Студенческая (дома №12.14) до ТК № 6 и ТК 11.

6) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 50 метров, от ул. от ТК № 5 до ул. Строительная.

7) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 190 метров, от ТК №12 до ул.Строительная .

8) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 270 метров, от ул. Студенческая до ТК 15.

9) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 475 метров, от ТК 11 ул. Ленина до ТК 20 ул. Солнечная.

п. Тубинский

- 1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 100м от ТК 4/3 до ТК 6/н.
- 2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 100 м от Т/К 1/12 до Тубинской врачебной амбулатории.
- 3) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 600 м от Т/к 02 до Т/к 04.
- 4) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 200 метров от Т/К 04 до Т/к 05.
- 5) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 170 метров от Т/К 1/11 до т/к 1/13.
- 6) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 70 метров от Т/К 00 до Т/К 03.
- 7) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок длиной 250 метров от Т/К 03 до Т/К 3/5.

п.Невон

- 1) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок сети от котельной от ТК-0 до УТ-1, протяженность участка 210 м, ДУ 150 мм.
- 2) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок сети от котельной от ТК-0 до ТК-8, протяженность участка 710 м, ДУ 219 мм.
- 3) Капитальный ремонт участка сетей теплоснабжения. Участок сети от котельной от УТ-1 до УТ-3 протяженность участка 112 м, ДУ 108 мм

3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения

Переход на закрытую схему ГВС не требуется.

ГЛАВА 17. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения

Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения отсутствуют.

2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения

Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения отсутствуют.

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

Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения отсутствуют.

ГЛАВА 18. ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения Усть-Илимского округа

1.1. Общие положения

Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения является одним из общих принципов организации отношений и основы государственной политики в сфере теплоснабжения, установленных статье 3 Федерального закона от 27.10.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Бережное отношение к окружающей среде – один из стратегических приоритетов теплоснабжающих компаний. Организации осознают свою ответственность перед обществом в данном вопросе, объективно оценивают и стремятся минимизировать экологические риски, наращивают инвестиции в природоохранные программы.

Стратегическими целями обеспечения экологической безопасности и рационального природопользования являются:

- 1) снижение техногенной нагрузки и поддержание благоприятного состояния природной среды и среды обитания человека;
- 2) недопущение экологического ущерба от хозяйственной деятельности;
- 3) сохранение биологического разнообразия в условиях нарастающей антропогенной нагрузки;
- 4) рациональное использование, восстановление и охрана природных ресурсов.

В соответствии с этими целями теплоснабжающие организации выделяют следующие приоритетные направления деятельности:

- 1) управление рисками в области обеспечения экологической безопасности;
- 2) экологический мониторинг и производственный экологический контроль;
- 3) управление системой предупреждения, локализации аварийных ситуаций и ликвидации их последствий;
- 4) развитие программ по утилизации/обезвреживанию отходов производства;
- 5) обучение и развитие персонала в области экологической безопасности.

Задача, решаемая в результате разработки настоящей главы - оценить, каким образом мероприятия, предусмотренные Схемой теплоснабжения, повлияют на состояние загрязнения атмосферного воздуха.

Для решения указанной задачи:

- 1) проведен анализ нормативной природоохранной документации по источникам теплоснабжения;
- 2) определены объекты, осуществляющие наибольшую выработку тепловой энергии, и соответственно, значительно больше осуществляющие выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, что в свою очередь, приводит к большему негативному воздействию на атмосферный воздух;
- 3) определены изменения объемов валовых (годовых) выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от рассматриваемых источников теплоснабжения при развитии схемы теплоснабжения по предпочтительному варианту;
- 4) проведена оценка существующего состояния (по данным о параметрах источников выбросов из проектов нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферный воздух);
- 5) определено прогнозируемое перспективное состояние (с учетом прироста нагрузок, топливопотребления и других мероприятий по схеме развития теплоснабжения). При определении оценки воздействия системы теплоснабжения на экологию использованы действующие нормативно правовые акты и нормативно-технические
- 6) документы, в сфере экологии и природопользования:
 - 1) Федеральный закон от 04.05.1999 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»;
 - 2) Приказ Минприроды России от 06.06.2017 № 273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе»;
 - 3) Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 19 ноября 2021 г. N 871 "Об утверждении Порядка проведения инвентаризации стационарных источников и выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, корректировки ее данных, документирования и хранения данных, полученных в результате проведения таких инвентаризации и корректировки"

4) Приказ Минприроды России от 11.08.2020 № 581 «Об утверждении методики разработки (расчета) и установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух»;

5) Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час, утвержденная Госкомэкологией России 09.07.1999.

При выполнении разработки настоящих обосновывающих материалов использованы исходные данные из проектов нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферный воздух, представленных теплоснабжающими организациями по запросам разработчика схемы теплоснабжения.

1.2 Описание текущего и перспективного объема (массы) выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, образующихся на стационарных объектах производства тепловой энергии (мощности), в том числе функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Сведения об объемах выбросов вредных веществ по существующему состоянию приняты в соответствии с данными о фактических выбросах, приведенных в проектах нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферный воздух для источников тепловой энергии (мощности) с учетом изменений потребления топлива (исходя из фактических сведений по расходу топлива).

Производственный контроль в области охраны окружающей среды (производственный экологический контроль) на предприятии осуществляется в целях соблюдения требований в области охраны окружающей среды согласно статье 67 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».

Производственный контроль за уровнями загрязнения атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны (далее - производственный контроль) проводится согласно требований статьи 20, статьи 32 Федерального закона от 30.03.99. № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», Санитарных правил СП 1.1.1058-01 «Организация и проведение производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий» и Санитарных правил и норм СанПиН 2.1.3684-21 «Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий».

Расчет объема валовых выбросов источников тепловой энергии осуществляется в соответствии с:

Методикой определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час, Методикой разработки (расчета) и установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, утвержденной приказом Минприроды России от 11.08.2020 № 581.

Значения суммарных годовых (валовых) выбросов определенного ЗВ из ИЗАВ (т/год) рассчитываются исходя из определенной на основании инструментальных методов средней мощности выброса ЗВ из конкретного ИЗАВ при данном режиме и суммарной продолжительности (в часах) работы ИЗАВ в данном режиме в течение года.

При использовании расчетных способов значения суммарных годовых (валовых) выбросов определяются исходя из расчетных средних за год значений выбросов (выделений) конкретного ЗВ (в г/час или г/кг), определенных по расходу сырья, материалов, топлива, энергии или по выпущенной продукции, и наибольшей продолжительности (в часах) работы источника выделения или ИЗАВ в течение года или расхода сырья, материалов, топлива, энергии и выпущенной продукции за год.

Суммарный годовой (валовый) выброс ЗВ (т/год) определяется с учетом нестационарности выбросов ЗВ во времени, в том числе остановок на профилактический ремонт технологического оборудования и ГОУ.

При производственном процессе циклического характера и работе с конкретной, характерной для данного производства нагрузкой, годовой выброс конкретного ЗВ рассчитывается исходя из числа повторений рассматриваемого производственного цикла за год и среднегодовой величины выброса рассматриваемого ЗВ для одного производственного цикла.

Годовой выброс ЗВ (т/год) от всего объекта ОНВ рассчитывается как сумма годовых выбросов этого ЗВ из всех ИЗАВ данного объекта ОНВ.

1.3 Оценка снижения объема (массы) выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух за счет перераспределения тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии

Источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии отсутствуют.

Снижение объемов выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу зависит только от снижения расхода топлива, которое в свою очередь, зависит или от погодных условий (снижение температуры наружного воздуха), уменьшения заявленного объема потребления тепловой энергии или сокращения объектов теплопотребления.

1.4 Предложения по снижению объема (массы) выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух

Мероприятий, заложенных в рамках строительства новых теплоисточников и программы модернизации (переворужения) основного оборудования на существующих теплоисточниках, реализуемых в рамках схемы теплоснабжения, достаточно для обеспечения требуемых экологических и санитарных норм.

1.5 Предложения по величине необходимых инвестиций для снижения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух

Дополнительные инвестиции для снижения выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух при текущей актуализации не предусмотрены.