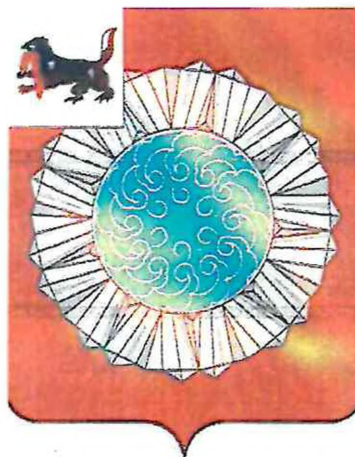


УТВЕРЖДЕНА:

Постановлением Администрации

Слюдянского муниципального района

от 27.04.2026 № 478



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
СЛЮДЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА
В ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ГРАНИЦАХ
ПОРТБАЙКАЛЬСКОГО И УТУЛИКСКОГО
МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ
НА ПЕРИОД С 2027 ДО 2033 ГОДА**

Заказчик:

Администрация Слюдянского муниципального
района Иркутской области



2026 г.

Разработчик:

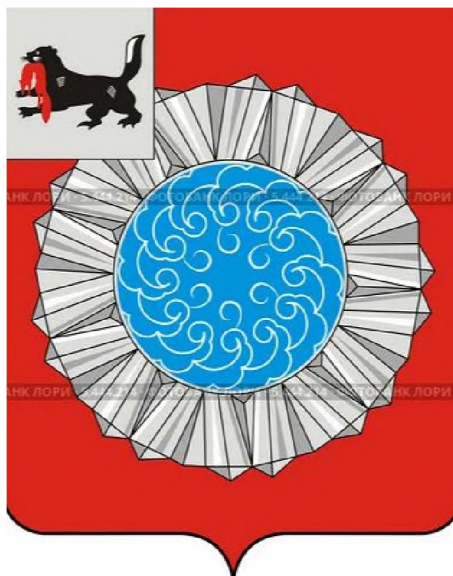
ООО «НП Тэктест-32»



/О.А. Полякова/

2026 г.

Брянск 2026 год



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
СЛЮДЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА
В ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ГРАНИЦАХ
ПОРТБАЙКАЛЬСКОГО
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
НА ПЕРИОД С 2027 ДО 2033 ГОДА
ТОМ 1 ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ**

ОГЛАВЛЕНИЕ	
ГЛАВА 1. «СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ».....	17
Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения.....	17
1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	19
1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними в зонах действия индивидуального теплоснабжения.	19
2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования источников тепловой энергии	20
2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	24
2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.....	24
2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности «нетто»	26
2.5. Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса27	
2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии – источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)	28
2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя	28
2.8. Среднегодовая загрузка оборудования.....	31
2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.....	31
2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	32
2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии	32
2.12. Конкурентный отбор мощности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	33
2.13. Конкурентный отбор мощности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	33
3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе	34
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.....	35
3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.	35
3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.	36
3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.	36
3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.	36
3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.....	37
3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет.....	40
3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.....	40
3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	40
3.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	42
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	46
3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года	47

3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	48
3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.	48
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.	49
3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.	50
3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	50
3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	50
3.21. Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	51
3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)	51
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.	52
5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	54
5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.	55
5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	57
5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	60
5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.	60
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.	61
6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения.....	61
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	62
6.4. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения	64
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	64
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.....	65
7.2. Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения	66
8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива.....	68
8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями	70
8.3. Описание особенностей характеристик топлива в зависимости от мест поставки.....	70
8.4. Описание использования местных видов топлива.	70
8.5. Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого природного газа 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.....	70

8.6. Описание преобладающего в муниципальном округе, вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем муниципальном округе.	71
8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, муниципального образования.....	71
1.1. Факторы, влияющие на надёжность теплоснабжения	72
1.2. Как оценивается надёжность в схеме теплоснабжения	73
1.3. Отражение в схеме теплоснабжения	73
9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....	81
9.2. Частота отключений потребителей.....	81
9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений	82
9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).....	82
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 октября 2015 г. №1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике».....	83
9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в п. 9.5,	84
Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций муниципального образования.	84
10.1. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций муниципального образования.	84
Часть 11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	85
За рассматриваемый период на источниках тепловой энергии наблюдается следующая динамика тарифов:85	
Портбайкальское МО рост экономически обоснованного тарифа составил:.....	85
- на тепловую энергию 2 457,31 рублей или 43,29 %;	85
- на горячее водоснабжение 166,22 рублей или 41,55%.	85
11.2. Описание структуры тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	85
11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности	86
11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	88
11.5. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет	89
11.6. Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения.....	89
12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).	89
12.2. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).	93
12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	95
12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	96
12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.....	96
ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	97
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения	97
2.2. Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов	

строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе.....	98
2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.....	98
Нормативы потребления тепловой энергии для целей отопления и вентиляции зданий.....	99
2.3. 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.....	102
2.4. 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.....	104
2.5. 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	105
2.6. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель	105
2.7. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения.....	107
2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене	108
ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ.....	111
ГЛАВА 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	112
4.1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения - балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды.....	112
4.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии.....	112
4.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.....	117
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ.....	118
5.1. Описание вариантов перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения).....	118
5.2. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, муниципального образования на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения поселения, муниципального образования	119

5.3. Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования	120
ГЛАВА 6. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЦ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ.....	121
6.1. 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	121
6.2. Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения	121
6.3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов	122
6.4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.....	123
6.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения	123
ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	124
7.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления	124
7.2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.....	129
7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	130
7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	130
7.5. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.....	130
7.6. Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок	130
7.7. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	131
7.8. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	131
7.9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	131
7.10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.....	131
7.11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки муниципального образования малоэтажными жилыми зданиями.....	131

7.12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения муниципального образования	132
7.13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива	132
7.14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории муниципального образования	134
7.15. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения	134
ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....	137
8.1. 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
8.2. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах муниципального образования	138
8.3. 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	138
8.4. 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	138
8.5. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.....	138
8.6. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	139
8.7. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.....	139
8.8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций	140
ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ.....	141
9.1. Техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения.....	141
9.2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии	146
9.3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения.....	146
9.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения	146
9.5. оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения.....	147
9.6. Предложения по источникам инвестиций.....	147
ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.....	148
10.1. Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории муниципального образования.....	148
10.2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива	150
10.3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива	150
10.4. 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.....	150
10.5. Преобладающий в муниципальном округе, вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем муниципальном округе	150
10.6. Приоритетное направление развития топливного баланса муниципального образования.....	150
ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	151
11.1. 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.....	151
11.2. 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.....	154
11.3. Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам	155
11.4. Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки.....	155
11.5. Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии.....	155
11.6. Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования	156
11.7. Установка резервного оборудования.....	156
11.8. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть	156
11.9. Резервирование тепловых сетей смежных районов поселения, муниципального образования.....	156
11.10. Устройство резервных насосных станций	158
11.12. Установка баков-аккумуляторов.....	159
11.13. 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	159
ГЛАВА 12. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ	163
12.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей	163
12.2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.....	163
12.3. Расчеты экономической эффективности инвестиций	164
12.4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения	165
ГЛАВА 13. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ.....	169
13.1. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях.....	169
13.2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	169
13.3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных)	169
13.4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	169
13.5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности.....	170
13.6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	170
13.7. Количество Тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах муниципального образования)	170
13.8. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	170
13.9. Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	171

13.10. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии.....	171
13.11. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения).....	171
13.12. 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 муниципального образования)	171
13.13. 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 муниципального образования)	171
ГЛАВА 14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ	172
14.1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.....	172
14.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации.....	176
14.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.....	176
ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ	177
15.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах муниципального образования	177
15.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации	177
15.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации	177
15.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации	178
15.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).....	178
ГЛАВА 16. РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	179
16.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии.....	179
16.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них	179
16.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения.....	180
ГЛАВА 17. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	180
17.1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения	180
17.2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения	180
17.3. Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения	180
ГЛАВА 18. ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	180
18.1. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОРТБАЙКАЛЬСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ	180
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	180
18.2. ОПИСАНИЕ ТЕКУЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО ОБЪЕМА (МАССЫ) ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ОБРАЗУЮЩИХСЯ НА СТАЦИОНАРНЫХ ОБЪЕКТАХ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ), В ТОМ ЧИСЛЕ ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ.....	182
18.3. ОЦЕНКА СНИЖЕНИЯ ОБЪЕМА (МАССЫ) ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ (ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ) ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ ЗА СЧЕТ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ ОТ КОТЕЛЬНЫХ НА ИСТОЧНИКИ С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ	185
18.4. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ОБЪЕМА (МАССЫ) ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ (ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ) ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	185
18.5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ВЕЛИЧИНЕ НЕОБХОДИМЫХ ИНВЕСТИЦИЙ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ (ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ) ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	185

ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения 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:

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

Техническая база для разработки схемы теплоснабжения:

- генеральный план Портбайкальского муниципального образования Слюдянского муниципального района Иркутской области;
- муниципальная программа «Комфортная и безопасная среда для жизни и экологическое благополучие Слюдянского муниципального района» комплекс процессных мероприятий «Жилищно-коммунальное хозяйство, энергосбережение и повышение энергетической эффективности»;

- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики источников тепловой энергии, данные по присоединенным тепловым нагрузкам потребителей тепловой энергии, их видам и т.п.);
- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей, конфигурация;
- данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя;
- 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.);
- 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 также – 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;

- топливно-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 также – 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 ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ»

Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

Функциональная структура теплоснабжения представляет собой инженерный комплекс, состоящий из трёх взаимосвязанных элементов: источников тепловой энергии, тепловых сетей и потребителей тепла. Эти компоненты объединены в единую систему, обеспечивающую производство, транспортировку и распределение тепловой энергии

Система теплоснабжения Портбайкальского муниципального образования имеет смешанную структуру и включает:

1. Централизованный сегмент:

- 2 водогрейные котельные;
- 2 тепловые сети;
- шесть многоквартирных домов.

2. Децентрализованный (автономный) сегмент:

- индивидуальные источники теплоснабжения для отдельных объектов: твердотопливные котлы (дрова, уголь, пеллеты, брикеты), электрические котлы (ТЭНовые, индукционные и др.);

- образовательные учреждения (школы, детские сады), индивидуальные жилые дома (ИЖС), объекты инфраструктуры (административные здания, объекты торговли и бытового обслуживания, спортивные и культурные учреждения).

Таблица 1.1. Функциональная структура система теплоснабжения

Теплоисточник/ теплосеть	Вид источника	Собственник	Эксплуатирующая организация	Потребители	Сезонность	Вид топлива
п. Байкал						
котельная «Баранчик»	централизованная	Администрация Слюдянского муниципального района	ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА-ЮГ»	ул. Набережная, д. 7,8	Отопительный период	уголь
Котельная «Центральная»	централизованная	Администрация Слюдянского муниципального района	ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА-ЮГ»	ул. Вокзальная, д. 3,7,6,10,	Отопительный период	уголь
Автономные источники теплоснабжения	индивидуальный	собственники	собственники	Собственники индивидуальных жилых домов, образовательных учреждений и объектов инфраструктуры п. Байкал	Круглогодично	Уголь, дрова, эл.энергия

1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Система централизованного теплоснабжения (СЦТ) Портбайкальского муниципального образования состоит из 1 зоны эксплуатационной ответственности и представляет собой:

- СЦТ 1 – зона действия ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛ-ЮГ» (п. Байкал).

Таблица 1.2. Зона действия теплоснабжающей организации

Теплоисточник	Теплоснабжающая организация	Зона эксплуатационной ответственности	Система расчетов
п. Байкал			
Котельная «Центральная»	ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА-ЮГ»	ул. Вокзальная, д. 3,7,6,10, павильон Флагман»	Прямые договоры
Котельная «Баранчик»	ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА-ЮГ»	ул. Набережная, д. 7,8	Прямые договоры

Производственные котельные, обеспечивающие тепловой энергией сторонних потребителей (в т.ч. население) на территории Портбайкальского муниципального образования отсутствуют.

1.2. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними в зонах действия индивидуального теплоснабжения.

Зона действия индивидуальных источников тепловой энергии – это территория, на которой теплоснабжение потребителей осуществляется автономно, без подключения к централизованным сетям теплоснабжения.

К зонам действия индивидуальных источников теплоснабжения Портбайкальского муниципального образования относится территории, занятые индивидуальным жилым фондом (жилые дома) и нежилым фондом (гостиницы, магазины, объекты общественного питания, туристические базы) теплоснабжение, которых осуществляется от индивидуальных источников тепловой энергии (электрических и твердотопливных).

Технологическое присоединение к централизованным системам теплоснабжения индивидуальных источников отсутствует. Договоры между теплоснабжающей организацией и собственниками индивидуальных источников не заключались. В зонах действия индивидуального теплоснабжения источники тепловой энергии принадлежат собственникам зданий. Собственники несут ответственность за эксплуатацию, обслуживание и ремонт собственных источников тепла.

Часть 2. Источники тепловой энергии.

2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования источников тепловой энергии

В 1 централизованной технологической зоне источником тепловой энергии является водогрейная котельная «Центральная», расположенная п. Порт Байкал, ул. Вокзальная 4А. Котельная находится на балансе Администрации Слюдянского муниципального района, обслуживается и эксплуатируется организацией ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА-ЮГ» (на основании договора №2 от 01.06.2026 г.).

Котельная обеспечивает теплом жилую застройку, общественные здания. Тип системы отопления – закрытый. Установленная тепловая мощность котельной составляет 0,7 Гкал/час. Год ввода в эксплуатацию – 1970 г. Основным видом топлива является каменный уголь, загрузка ручная (резервное топливо не предусмотрено).

Котельная устроена в отдельностоящем здании: нежилое одноэтажное шлакозаливное здание (износ – 55%). В данной котельной установлены два водогрейных котла КВр-0,4 зав. номер №083, №082 (0,35 Гкал/час каждый котел), предназначен для получения воды до 95 °С давлением до 0,6 МПа. Фактическая мощность по результатам испытаний 0,5 Гкал/час (0,25 Гкал/час каждый котел).

Вентилятор дутьевой ВЦ 14-46 №2,5 (2 шт.) производительностью 1100-2200 м³/ч, электродвигатель АИР71В4 мощность 0,75 кВт, частота 1390 об/мин.

Насос сетевой К45/30 (3 шт., 2 в работе, 1 в резерве) производительность 45 м³/ч, напор 30 м, электродвигатель 7,5 кВт, частота 3000 об/мин.

Емкость для запаса воды 1,7 м³ (1 шт.).

Насос Вихрь ПН-650, производительность 3,3 м³/ч, напор 45 м, мощность 0,65 кВт.

Дымосос Zota D = 250мм – 120W, мощность – 125 Вт, частота вращения – 2400 об/мин., производительность – 250 л/мин

Резервный источник электропитания котельной дизельная электростанция мощностью 16 кВт.

Дымовая труба металл высота 24 м, диаметр 0,325 м.

Прибор учета тепловой энергии 2486-АТС

Температурный график (расчетный) 75/60°С.

Во 2 централизованной технологической зоне источником тепловой энергии является водогрейная котельная «Баранчик», расположенная в п. Порт Байкал, ул. Набережная 7/2. Котельная находится на балансе Администрации Слюдянского муниципального района, обслуживается и эксплуатируется организацией ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА -ЮГ» (на основании договора №2 от 01.06.2025 г.). Котельная обеспечивает теплом жилую застройку. Тип системы отопления – закрытый. Установленная тепловая мощность котельной составляет 0,3 Гкал/час. Фактическая мощность по результатам испытаний 0,2 Гкал/час. Год ввода в эксплуатацию – 1981 г.

Основным видом топлива является каменный уголь, загрузка ручная (резервное топливо не предусмотрено).

Котельная устроена в отдельностоящем здании: нежилое одноэтажное шлакозаливное здание (площадь 31,5 м², износ – 55%).

В данной котельной установлен водогрейный котел КВр-0,35 (0,3 Гкал/час), предназначен для получения воды до 95 °С давлением до 0,6 МПа, расход воды 12 м³/ч.

Фактическая мощность по результатам испытаний 0,14 Гкал/час.

Вентилятор дутьевой ВЦ 14-46 №2,5 (1 шт.) производительностью 1100-2200 м³/ч, электродвигатель АИР71В4 мощность 0,75 кВт, частота 1390 об/мин.

Насос центробежный консольный К80-65-160 (2 шт.) производительность 50 м³/ч, напор 32 м, электродвигатель 7,5 кВт, частота 3000 об/мин.

Емкость для запаса воды 24 м³ (1 шт.).

Насос, агрегат электронасосный центробежный консольный К80-65-160, производительность – 50 м³/ч; мощность – 7,5 кВт.

Насос поверхностный ДЖИЛЕКС Джембо 60/35П; расход – 60 л./мин; напор – 35 м; потребляемая мощность – 620 Вт.

Дымосос ДН-3,5, мощность двигателя 3 кВт, частота 1500 об/мин, производительность – 3700 м³/ч, полное давление – 630 Па

Резервный источник электропитания котельной отсутствует.

Дымовая труба металл высота 27 м, диаметр 0,325 м.

Прибор учета тепловой энергии 2487-АТС.

Температурный график (расчетный) 75/60°С.

Таблица 2.1. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных образования

№	Теплоисточник	Марка котла	О _{уст} , Гкал/ч	О _{расп} , Гкал/ч	Тип	Топка	Год ввода
п. Байкал							
1	Кот. «Баранчик»		0.30	0.20			
	К-1	КВр-0,35	0.30	0.20	водог.	ручн.	2019
2	Кот. «Центральная»		0.70	0.50			
	К-1	КВр-0.4	0.35	0.25	водог.	ручн.	2017
	К-2	КВр-0.4	0.35	0.25	водог.	ручн.	2017

Таблица 2.2. Таблица данных для анализа оборудования котельных

№ п/п	Теплоисточник	Насосы	Дымососы, вентиляторы	Баки запаса воды, м ³	Дым. Трубы (Ду, мм; Н, м)
п. Байкал					
1	Кот. «Баранчик»	К80-65-160, ДЖИЛЕКС Джамбо 60/35П	Д-3,5	24	(325,27)
2	Кот. «Центральная»	К-45/30, Насос Wilo PH- 123 E	Дн-6,3-1500; ВЦ 14-46 № 2,5	1,7	(325,24)

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СЛЮДЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА В ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ГРАНИЦАХ ПОРТБАЙКАЛЬСКОГО
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ НА ПЕРИОД С 2027 ДО 2033 ГОДА**

Таблица 2.3. Топливные котлы

Станц. номер	Марка	Уст. мощн., Гкал/ч	Распол. мощн., Гкал/ч	Завод изготовитель	Тепло носитель	Назначение	Вид топлива	Название топлива	Подача топлива	КПД (пасп), %	Год уста новки	Год кап. ремонта	Состояние	Примечание
п. Байкал		1.0	0.7											
Кот. «Центральная»		0.70	0.5											
К-1	КВр-0.4	0.35	0.25	ООО ЗКО «Карат»	водогрейн	отопление	уголь	Черемховский уголь	ручная	60	2016		рабочий	
К-2	КВр-0.4	0.35	0.25	ООО ЗКО «Карат»	водогрейн	отопление	уголь	Черемховский уголь	ручная	60	2016		рабочий	
Кот. «Баранчик»		0.3	0.2											
К-1	КВр-0,35	0.3	0.2	ООО «Гефест-Энерго»	водогрейн	отопление	уголь	Черемховский уголь	ручная	60	2019		рабочий	

Таблица 2.4. Насосы

Станц. номер	Марка	Назначение	Год установки	Расход, м³/ч	Напор, м.в.ст.	Мощность двиг., кВт	Число оборотов, об/мин	Марка эл. двигателя	Состояние	Примечание
п. Байкал										
Кот. «Центральная»										
СН-1	К45/30	сетевой	2012	45	30	7.5	3000		рабочий	
СН-2	К45/30	сетевой	2012	45	30	7.5	3000		рабочий	
СН-3	К45/30	сетевой	2012	45	30	7.5	3000		рабочий	резерв
Кот. «Баранчик»										
СН-1	К80-65-160	Центробежный консольный	2019	50	32	7,5	3000	??	рабочий	
СН-2	К80-65-160	Центробежный консольный	2019	50	32	7,5	3000		рабочий	
СН-3	ДЖИЛЕКС Джамбо 60/35П	Центробежный консольный	2019	60	35	6,3	3000		рабочий	

Таблица 2.5. Емкости, баки

Станц. номер	Назначение	Объём, м ³	Место установки	Год установки	Состояние	Примечание
п. Байкал						
Кот. «Центральная»						
	запас воды	1.7	помещение	2012	рабочий	Заменен в 2012 г.
Кот. «Баранчик»						
	запас воды	24	помещение	1970	рабочий	

В котельных используется вода от различных водоисточников: Водозабор «Баранчик» - Кот. «Баранчик», Водозабор «Центральная» - Кот. «Центральная».

Система химводоподготовки на котельной отсутствует.

Недостаточность КИП и автоматики не позволяет в полной мере контролировать работу оборудования теплоисточников и тепловых сетей.

Приборы учета выработки и отпуска тепловой энергии в теплоисточниках установлены на котельных «Центральная», «Баранчик».

На момент актуализации схемы предписаний надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации теплоисточников отсутствуют.

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

«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.

По состоянию на базовый период 2025 год (отопительный сезон 2025-2026 год) установленная мощность источников теплоснабжения составляет 1,0 Гкал/ч.

Сведения об установленной тепловой мощности котельных представлены в таблице.

Таблица 2.6. Параметры установленной тепловой мощности котельных

№ п/п	Местоположение	Установленная мощность Гкал\ч
п. Байкал		
1	Кот. «Баранчик»	0,3
2	Кот. «Центральная»	0,7

2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения тепловой мощности – это факторы, которые снижают фактическую способность источника тепловой энергии производить и отпускать тепловую энергию потребителям. Они могут быть вызваны техническими, технологическими или эксплуатационными причинами.

Причины ограничений тепловой мощности.

1. Эксплуатация оборудования на продлённом техническом ресурсе. Со временем параметры оборудования ухудшаются, что приводит к снижению его производительности. Например, может снижаться давление пара перед турбиной или эффективность работы котлоагрегатов.

2. Отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах. Это технологическое ограничение снижает способность оборудования работать на полную мощность.

3. Снижение параметров пара перед турбиной. Если параметры пара (давление, температура) не соответствуют номинальным значениям, это напрямую влияет на тепловую мощность турбоагрегатов.

4. Неисправности оборудования в схеме подпитки или химводоочистки. Они могут привести к сокращению расхода подпиточной воды, что нарушает гидравлический режим тепловой сети.

5. Аварийные ситуации. Выход из строя основного теплогенерирующего оборудования (паровых и водогрейных котлов, водоподогревателей и др.) временно снижает общую мощность источника.

6. Недостаток топлива. Если у источника тепла недостаточно топлива, это ограничивает возможность выработки тепловой энергии.

7. Повреждения тепловых сетей. Необходимость полного или частичного отключения магистральных и распределительных трубопроводов в случае аварий также влияет на располагаемую мощность

Располагаемая мощность источника тепловой энергии – это величина, равная установленной мощности за вычетом объёмов мощности, не реализуемых по техническим причинам (причины ограничений тепловой мощности).

Таблица 2.7. Установленная и располагаемая мощность оборудования, последняя представлена с учетом технически возможного максимума, в соответствии с разработанными режимными картами.

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Ограничение тепловой мощности, Гкал/ч
п. Байкал				
1	Кот. «Баранчик»	0,3	0,2	0,1
2	Кот. «Центральная»	0,7	0,5	0,2

2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности «нетто»

Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации – это количество тепловой энергии, которое используется самой организацией для обеспечения работы её инфраструктуры, обслуживания источников тепловой энергии, административных нужд, поддержания работоспособности оборудования и т. п. Эти затраты вычитаются из располагаемой мощности источника тепловой энергии при расчёте мощности «нетто».

Мощность источника тепловой энергии «нетто» – это величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении этого источника.

Ключевые понятия

1. **Тепловая нагрузка на собственные и хозяйственные нужды** – объём тепловой энергии, который требуется для обеспечения работы самой теплоснабжающей организации. Это может включать отопление зданий, горячее водоснабжение, технологические процессы, связанные с обслуживанием оборудования, и другие внутренние потребности организации.

2. **Мощность «нетто»** — итоговая величина, которая показывает, сколько тепловой мощности фактически доступно для поставки внешним потребителям после учёта технических ограничений и внутренних потребностей организации

Таблица 2.8. 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 нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто», Гкал/ч
п. Байкал					
1	Кот. «Баранчик»	0,3	0,2	0,001	0,199
2	Кот. «Центральная»	0,7	0,5	0,05	0,45

Таблица 2.9. Объемы потребления тепловой энергии на собственные нужды энергоисточников за базовый 2025 гг.

№ п/п	Наименование источника	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, %
п. Байкал			
1	Кот. «Баранчик»	0,001	0,72%
2	Кот. «Центральная»	0,05	10%

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

Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования определяются датой завершения монтажа, наладки и успешного прохождения комплексного опробования. Комплексное опробование считается проведённым при непрерывной работе основного оборудования в течение 72 часов на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами теплоносителя. Для тепловых сетей достаточно 24 часов работы. После этого оборудование подлежит допуску в эксплуатацию на основании акта, оформленного в установленном порядке.

Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов фиксируется в паспорте оборудования. Техническое освидетельствование включает наружный и внутренний осмотры, гидравлические испытания на прочность и плотность, а также может дополняться методами неразрушающего контроля. Результаты освидетельствования, разрешённое рабочее давление и срок следующего освидетельствования заносятся в паспорт оборудования ответственным за его исправное состояние и безопасную эксплуатацию.

Внеочередное освидетельствование проводится в следующих случаях:

- если тепловая энергоустановка не эксплуатировалась более 12 месяцев;
- после ремонта, связанного со сваркой или пайкой элементов, работающих под давлением, модернизации или реконструкции тепловой энергоустановки;
- после аварии или инцидента на тепловой энергоустановке;
- по требованию органов государственного энергетического надзора.

Год продления ресурса устанавливается на основании технического диагностирования оборудования, проведённого после достижения назначенного срока службы или ресурса, указанного в технической документации (организации-изготовителя или проектной документации). Если информация о сроке службы отсутствует, технический руководитель эксплуатирующей организации устанавливает его, основываясь на сроках службы аналогичного

оборудования. Продление срока службы осуществляет технический руководитель эксплуатирующей организации на основании результатов диагностирования.

Таблица 2.10. Параметры паркового ресурса теплофикационного оборудования.

№	Теплоисточник	Марка котла	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы, лет
п. Байкал				
1	Котельная «Баранчик»	Водогрейный котёл - КВр-0,35 ООО «Гефест-Энерго», 0,3 Гкал/час	2019	9
2	Кот. «Центральная»	Водогрейный котёл. КВр-0,4 ООО ЗКО «Карат», заводской номер № 082, 0,35 Гкал/ч	2017	9
		Водогрейный котёл. КВр-0,4 ООО ЗКО «Карат», заводской номер № 082, 0,35 Гкал/ч	2017	9

По достижении назначенного срока эксплуатации оборудование должно быть изъято из эксплуатации. Далее принимается решение в соответствии с нормативно-технической документацией: направление в ремонт, списание, уничтожение, проверка и установление нового назначенного срока.

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

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территориях Портбайкальского муниципального образования отсутствуют.

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

Главная задача регулирования отпуска тепловой энергии – обеспечение соответствия между производством и потреблением тепловой энергии с учетом изменяющихся внешних условий.

Цели регулирования отпуска тепловой энергии:

- Поддержание комфортной температуры в отапливаемых помещениях (18-20°C для жилых помещений) независимо от колебаний наружной температуры воздуха.
- Экономия топливноэнергетических ресурсов за счет подачи (ровно столько тепла, сколько требуется в текущий момент).
- Оптимизация работы оборудования источника тепла (котельная, ТЭЦ) для достижения максимального КПД и снижения удельных затрат топлива.
- Стабилизация гидравлического режима тепловых сетей (при качественном регулировании) – поддержание стабильного расхода теплоносителя.

- Снижение эксплуатационных затрат на транспорт теплоносителя (при количественном и качественно-количественном регулировании).
- Обеспечение надёжности и долговечности оборудования и трубопроводов за счёт исключения перегрузок и резких температурных перепадов.
- Соблюдение экологических требований- сокращение выбросов вредных веществ за счет оптимизации процессов горения).
- Компенсация влияния нагрузки горячего водоснабжения (ГВС) на систему отопления, особенно в открытых системах теплоснабжения.

Методы регулирования отпуска тепловой энергии:

- **Качественный метод регулирования тепловой энергии** – это способ регулирования отпуска теплоты путём изменения температуры теплоносителя при сохранении постоянного его расхода. При этом основным критерием регулирования является значение температуры наружного воздуха. Метод не требует дополнительного оборудования – регулирование осуществляется за счёт изменения режима работы котла. Наиболее распространённый вид центрального регулирования в тепловых сетях.
- **Количественный метод регулирования тепловой энергии** – это способ управления тепловой нагрузкой путём изменения расхода теплоносителя при постоянной его температуре в подающем трубопроводе.
- **Качественно-количественный метод регулирования тепловой энергии** – это способ управления тепловыми нагрузками, при котором одновременно изменяются и температура, и расход теплоносителя. Этот метод сочетает преимущества качественного и количественного регулирования, позволяя более гибко адаптировать параметры системы к изменяющимся условиям теплопотребления. Метод может использоваться как при центральном регулировании (на источнике тепла), так и при местном (например, в индивидуальных тепловых пунктах – ИТП).
- **Прерывистый метод регулирования тепловой энергии** – это способ управления теплоснабжением, при котором тепловая мощность системы снижается (вплоть до полного отключения) в определённые периоды времени с целью экономии энергии при сохранении необходимого уровня комфорта. Прерывистый режим может применяться в жилых, общественных, административно-бытовых и производственных зданиях. Для жилых зданий индивидуальной застройки или многоквартирных домов с поквартирными системами отопления нерабочее время может интерпретироваться как время отсутствия проживания или ночное время.
- **Температурный график регулирования тепловой энергии** – это схема, которая устанавливает зависимость температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах от температуры наружного воздуха. Он определяет, какую температуру должен поддерживать

теплоноситель в зависимости от погодных условий, чтобы обеспечить комфортное теплоснабжение потребителей.

Цель графика – поддержание оптимальной температуры в помещениях в холодный период года (например, в жилых комнатах – в пределах 18–20°C). Расчёт требует учёта климатических данных региона, технических характеристик оборудования, тепловой нагрузки объекта. Температурный график составляет теплоснабжающая организация и включает его в договор со своими потребителями. **Согласование.** В соответствии со статьёй 23 закона «О теплоснабжении» от 27.07.2010 №190-ФЗ график согласовывается с органом местного самоуправления (администрацией города или муниципального округа). Температурный график для котельной Портбайкальского муниципального образования представлен в таблице 2.11.

Таблица 2.11 Продолжительность отопительного периода на территории Портбайкальского и муниципального образования.

Населенный пункт	Продолжительность отопительного периода (суток)	Средняя температура наружного воздуха °С холодного периода года
п. Байкал	230	-7,1

* Согласно СП 131.13330.2025 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*»

Таблица 2.12. Температурный график для котельных Портбайкальского муниципального образования.

Температура наружного воздуха	Температура в прямом трубопроводе	Температура в обратном трубопроводе
+10	55	50
+9	55	50
+8	55	50
+7	55	49
+6	55	49
+5	55	48
+4	55	47
+3	55	46
+2	55	45
+1	55	45
0	55	44
-1	55	44
-2	55	43
-3	55	43
-4	55	43
-5	55	43
-6	55	44
-7	55	45
-8	55	46
-9	56	47
-10	57	48
-11	58	49
-12	59	50
-13	60	51
-14	61	52
-15	62	53
-16	63	53
-17	64	54
-18	65	54

Температура наружного воздуха	Температура в прямом трубопроводе	Температура в обратном трубопроводе
-19	66	55
-20	67	55
-21	68	55
-22	69	56
-23	70	57
-24	71	57
-25	72	58
-26	73	59
-27	74	59
-28	75	60

2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования – показатель, характеризующий интенсивность использования оборудования в течение года. Он позволяет оценить, насколько эффективно оборудование задействовано относительно его установленной мощности.

Как рассчитывается:

Основной показатель – число часов использования установленной тепловой мощности (УТМ). Формула расчёта:

$$T = W / P_{\text{уст}}$$

где: T – число часов использования УТМ, ч;

W – выработка (или отпуск) тепловой энергии за год, Гкал (или кВт·ч);

$P_{\text{уст}}$ – установленная тепловая мощность оборудования, Гкал/ч (или кВт).

Что показывает показатель:

- Близость к 8760 ч (общее число часов в году) говорит о практически непрерывной работе оборудования на номинальной мощности – высокая загрузка.
- Значительное отклонение вниз указывает на: сезонность нагрузки (например, котельные работают преимущественно в отопительный период).
- Наличие избыточной мощности в системе; простои из-за ремонтов и аварий, низкой загрузки потребителей.

Таблица 2.13. Среднегодовая загрузка оборудования

Котельная	Выработка тепловой энергии за год, Гкал	Установленная тепловая мощность оборудования, Гкал/ч	Число часов использования
п. Байкал			
Кот. «Баранчик»	411,96	0,3	1373,2
Кот. «Центральная»	395,04	0,7	564,34

2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Для учёта тепла, отпущенного в тепловые сети, применяются три основных метода, закреплённых в Методике осуществления коммерческого учёта тепловой энергии, теплоносителя (утверждена Приказом Минстроя России от 17.03.2014 №99/пр):

1. Приборный метод. Все необходимые параметры для учёта измеряются и регистрируются приборами на узлах учёта тепловой энергии. К таким приборам относятся теплосчётчики, расходомеры, термометры, манометры и другие средства измерения. Теплосчётчики должны фиксировать за час, сутки или отчётный период количество полученной тепловой энергии, а также массу теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, средние значения температур и давлений теплоносителя, массу теплоносителя, использованного на подпитку, и время работы в штатном и нештатном режимах.

2. Расчётный метод. Применяется, если отсутствуют приборы учёта, они вышли из строя или работают в нештатном режиме. В этом случае параметры рассчитываются на основе средних показателей предыдущего периода, приведённых к условиям рассматриваемого периода, справочных данных или косвенных показателей.

3. Приборно-расчётный метод. Применяется, когда недостаточность измеренных параметров восполняется данными, полученными расчётным методом.

Учет тепла, отпущенного в тепловые сети на котельной Портбайкальского муниципального образования, осуществляется расчетным методом, на основе нормативных характеристик котельной, объемов потребляемого топлива, показаний температур воды в подающем и обратном трубопроводе.

Котельная в п. Байкал оснащена приборами учета отпуска тепловой энергии в сеть.

Таблица 2.14. Оснащенность приборами учета

№ п/п	Наименование источника	Наличие ПУ	ПУ	Ввод в эксплуатацию
1	Котельная «Баранчик», п. Байкал (порт), ул. Набережная, 7/2	да	ТЭМ-104-М4 № 20407680	27.09.2022
2	Котельная «Центральная», п. Байкал (порт) ул. Вокзальная, 4а	да	ТЭМ-104-М4 № 20408129	27.09.2022

2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Таблица 2.15. Статистика отказов и восстановления

Аварийные ситуации					Время		
№	Дата	Место	Повреждения	Объекты отключения от ТС	Откл	Вкл	Простой
п. Байкал							
	-	-	-	-	-	-	-

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

Предписания надзорных органов по запрещению эксплуатации источников тепловой энергии на территории Портбайкальского муниципального образования отсутствуют.

2.12. Конкурентный отбор мощности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

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

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

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

Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них.

3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до ЦТП или до ввода в жилой квартал или промышленный объект.

В 1 централизованной технологической зоне источником тепловой энергии является водогрейная котельная «Центральная», расположенная п. Байкал, ул. Вокзальная 4а. Общая длина трассы: 0,719 км в двухтрубном исчислении отопление (сети на балансе Администрации Слюдянского муниципального района, обслуживаются и эксплуатируются организацией ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА-ЮГ»). Температурный график (расчетный) 75/60°C.

Во 2 централизованной технологической зоне источником тепловой энергии является котельная «Баранчик», расположенная в п. Байкал, ул. Набережная 7/2. Общая длина трассы: 0,068 км в двухтрубном исчислении отопление (сети на балансе Администрации Слюдянского муниципального района, обслуживаются и эксплуатируются организацией ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА-ЮГ»). Температурный график (расчетный) 75/60°C.

Внутренние системы теплоснабжения потребителей присоединены без элеваторной схемы. На трубопроводах тепловых вводов установлены: запорная арматура, грязевики и частично отборные устройства для измерения параметров теплоносителя (контрольно-измерительные приборы отсутствуют).

Система централизованного теплоснабжения двухтрубная, с использованием открытой системы горячего водоснабжения, зависимая. Для системы теплоснабжения принято качественное регулирование отпуска тепловой энергии в сетевой воде потребителям, согласно температурного графика.

Таблица 3.1. Характеристики тепловых сетей

№ п/п	Система теплоснабжения	Общая протяженность, <i>м</i>						Кол-во кон- туров	Макс. перепад высот, <i>м</i>
		Участков систем теплоснабжения				Труб отдельных сетей			
		надз.	непр.	беск.	всего	отопл.	ГВС		
п. Байкал									
1	«Баранчик»	0	68	0	68	136	нет	нет	6
2	«Центральная»	0	719	0	719	1438	нет	нет	6

Таблица 3.2. Характеристики тепловых сетей по диаметрам

Диаметр (мм)	Общая протяженность трубопроводов, м			
	Надземная	Непроходные	Бесканальная	Всего
п. Байкал:	0	816	0	816
32	0	23	0	23
49	0	6	0	6
57	0	133	0	133
76	0	258	0	258
108	0	396	0	396

3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе

Схема тепловых сетей котельная «Центральная» (п. Байкал)



Схема тепловых сетей котельная «Баранчик» (п. Байкал)



Рисунок 3.1. Схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии п. Байкал

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 выполнены из труб с диаметрами от 32 до 100 мм подземным способом. Тепловая сеть водяная 2-х трубная, материал трубопроводов – ПВХ, сталь, способ прокладки – подземная, непроходные каналы.

Компенсация температурных удлинений трубопроводов осуществляется за счет естественных изменений направления трассы, а также применения П-образных компенсаторов, сифонных компенсаторов.

Таблица 3.3. Материальная характеристика тепловых сетей

Наименование участка	Диаметр трубопровода, d_y , мм	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	Материальная характеристика участков, m^2
п. Байкал	32	23	1,472
	49	6	0,588
	57	133	15,162
	76	258	39,216
	108	396	85,536

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

На тепловых сетях, в тепловых камерах, установлена 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.

3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.

В систему тепловых сетей на территории Портбайкальского муниципального образования входят только тепловые камеры. Тепловые камеры выполнены из сборных железобетонных конструкций, оборудованных прямыми, воздуховыпускными и сливными устройствами. В тепловых камерах установлены задвижки, вентили, затворы дисковые различных диаметров. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного прямого.

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

Обоснованность графиков регулирования определяется его способностью обеспечивать нормативные температуры в помещениях и на нужды ГВС при оптимальных технико-экономических параметрах системы.

Система теплоснабжения Портбайкальского муниципального образования является открытой. При данной системе теплоснабжения рекомендуется использовать скорректированный график регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

На котельной регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным методом – путём изменения температуры теплоносителя при сохранении постоянного его расхода по расчетному температурному графику 75/60°C (график скорректирован согласно СП 131.13330.2025).

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.

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

Котельные работают по температурному графику 75/60°C. Температурный график утверждается руководителем, регулировка температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха производится работниками котельных. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловую сеть.

В соответствии с пунктом 6.2.59 «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок» отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть $\pm 3\%$;

- по давлению в подающем трубопроводе $\pm 5\%$;
- по давлению в обратном трубопроводе $\pm 0,2 \text{ кгс/см}^2$.

Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданным температурным графиком не более чем на $+3\%$.

Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется.

3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

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

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

У теплоснабжающих организаций отсутствует пьезометрический график, и расчет гидравлического режима. При этом обеспечивается рекомендуемый перепад давления, как у конечного, так и остальных потребителей.

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.

Фактический гидравлический режим тепловых сетей п. Байкал: давление в головном коллекторе котельной $P_{\text{под}} = 2 \pm 0,1 \text{ кгс/см}^2$, расход сетевой воды оценочно составляет $G_{\text{сет.в}} = 20\text{-}25 \text{ т/ч}$. Производительность сетевых насосов превышает необходимую, вследствие чего температурный перепад в теплосети незначительный. Рекомендуется выполнить реконструкцию насосной группы с заменой существующих сетевых насосов на насосы меньшей производительности. Из-за локального расположения котельной и тепловых потребителей и их

равного расположения по геодезическим отметкам гидравлические потери незначительны. Ограничений по пропускной способности трубопроводов нет.

Автоматическое и диспетчерское управление работой тепловых сетей отсутствует. Устройства защиты тепловых сетей от возможного повышения давления, учитывая ровный рельеф, не предусмотрены.

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 источнике теплоснабжения 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 тепло, потреблением.

По способу осуществления регулирования может быть автоматическим и ручным.

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.

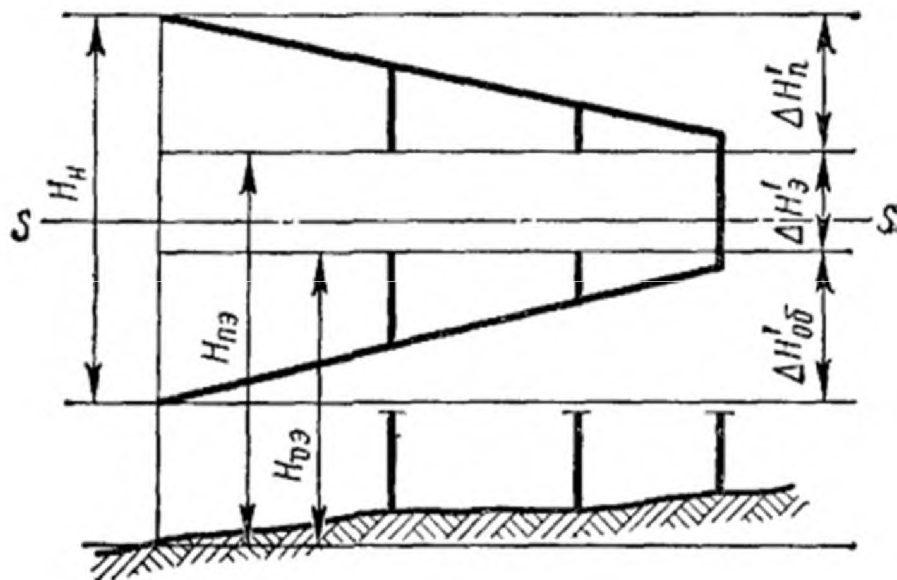


Рисунок 3.2. Пьезометрический график тепловой сети при пропорциональной разрегулировке абонентов.

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); 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 концевых участках сети.

3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет

Таблица 3.4. Статистика отказов тепловых сетей.

Аварийные ситуации				
№	ата	Место	Повреждения	Объекты отключения от ТС
п. Байкал				
1	17.01.23	В р-не кот. Центральная	порыв трубы на ввод в МКД 6,7,10 по ул. Вокзальная Ду 50	МКД 6,7,10 по ул. Вокзальная
2	28.01.23	В р-не кот. Центральная	течь трубы на ввод в МКД 7 по ул. Вокзальная Ду 50	МКД 7 по ул. Вокзальная

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

Таблица 3.5. Статистика аварийно-восстановительных ремонтов.

Аварийные ситуации					Время		
№	дата	Место	Повреждения	Объекты отключения от ТС	Откл	Вкл	Простой
п. Байкал							
1	7.01.23	В р-не кот. Центральная	порыв трубы на ввод в МКД 6,7,10 по ул. Вокзальная Ду 5	МКД 6,7,10 по ул. Вокзальная	08.20	07.30	23:00:00
2	28.01.23	В р-не кот. Центральная	течь трубы на ввод в МКД 7 по ул. Вокзальная Ду 50	МКД 7 по ул. Вокзальная	10.00	2.00	02:00:00

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

Работы по диагностике и ремонту тепловых сетей регулируются нормативными документами, такими как СП 124.13330.2012, СП 73.13330.2016, РД 34.38.030-92 и другими. Соблюдение нормативов обязательно для всех организаций, занимающихся эксплуатацией и ремонтом тепловых сетей.

Диагностика состояния тепловых сетей и планирование капитальных (текущих) ремонтов – комплексный процесс, который включает сбор данных, осмотр, инструментальные методы контроля, анализ результатов и разработку программ работ. Он

направлен на своевременное выявление дефектов, предотвращение аварий и поддержание надёжности теплоснабжения.

Процедуры диагностики тепловых сетей:

1. **Сбор исходных данных и составление технического задания (ТЗ).** Изучаются проектная и исполнительная документации, акты предыдущих испытаний, паспорта оборудования, схемы узлов учёта тепловой энергии, жалобы потребителей. В ТЗ определяются цели и объём работ.

2. **Визуальный осмотр и дефектовка.** Проверяется состояние трубопроводов (на наличие коррозии, подтёков), креплений, компенсаторов, запорной арматуры, радиаторов, узлов воздухопуска. Осматриваются камеры тепловых сетей, лотки, колодцы. Все дефекты фиксируются с фотодокументацией.

3. Инструментальные методы диагностики:

- **Тепловизионная диагностика.** Позволяет обнаружить участки трубопроводов с аномальными температурами, что может свидетельствовать об утечках или нарушении изоляции.

- **Ультразвуковая диагностика.** Используется для обнаружения утечек, трещин, утончения стенок труб.

- **Акустическая эмиссия и акустический отклик.** Методы помогают выявить повреждённые участки труб, включая коррозию.

- **Внутритрубная диагностика (ВТД).** Проводится с помощью дистанционно управляемых роботов с модулями неразрушающего контроля (радиационный, ультразвуковой, магнитный, лазерной профилометрии, визуально-измерительный). Выявляются коррозионные повреждения, трещины, деформации труб.

- **Оперативно-дистанционный контроль (ОДК).** Применяется на новых трубопроводах с пенополиуретановой изоляцией. Система измеряет электрическое сопротивление проводников-индикаторов в теплоизоляционном слое. При увлажнении изоляции сопротивление меняется, что сигнализирует о дефекте.

- **Гидравлические испытания (опрессовка).** Проверяется прочность и плотность системы путём создания избыточного давления, выдержки и контроля падения давления и утечек.

- **Химическая диагностика.** Анализ химического состава теплоносителя и отложений на стенках трубопроводов помогает выявить проблемы с качеством теплоносителя (например, окисление).

4. **Камеральные работы.** По результатам осмотра и инструментальных измерений проводятся расчёты, полученные значения сравниваются с нормативными показателями. Составляются акт с указанием технического состояния системы и рекомендаций по устранению

дефектов. На основании актов планируются работы по проведению капитальных (текущих) ремонтов.

Ремонт тепловых сетей.

Ремонт тепловых сетей регулируется нормативными документами, в том числе Приказом Минэнерго России от 14 мая 2025 года №511 «Об утверждении Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок». Эти правила устанавливают обязательные требования к безопасной эксплуатации объектов теплоснабжения, включая организацию технического обслуживания и ремонта.

Виды ремонта:

1. Текущий ремонт направлен на поддержание работоспособности, профилактику износа, устранение мелких неисправностей. Проводится регулярно в течение года по графику, утверждённому главным инженером. Включает профилактические мероприятия, регулировку, очистку, смазку, замену мелких деталей без значительной разборки.

2. Капитальный ремонт предполагает восстановление изношенного оборудования и конструкций или их замену на более прочные и экономичные аналоги. Включает замену участков трубопроводов большой протяжённости, гидро- и теплоизоляции, укрепление траншей и дренажной системы. Проводится в летний период по заранее составленному плану-графику, утверждённому главным инженером энергосистемы и согласованному с местными органами власти.

3. Аварийный (внеплановый) ремонт проводится немедленно при критических повреждениях, приводящих к остановке теплоснабжения более чем на 36 часов.

3.12. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей

Летние ремонты тепловых сетей проводятся в соответствии с нормативными документами, включая Приказ Минэнерго России от 14 мая 2025 года №511 «Об утверждении Правил технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок». Они направлены на подготовку системы к следующему отопительному сезону и включают комплекс работ по диагностике, ремонту и испытаниям.

Периодичность летних ремонтов

Ремонт тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплопотребления следует производить одновременно в летнее время, сразу после завершения отопительного сезона. Это позволяет минимизировать дискомфорт для потребителей и использовать период отсутствия отопления для проведения работ.

Продолжительность ремонта, связанного с прекращением горячего водоснабжения, в каждом конкретном случае устанавливается органами местного самоуправления. Ранее действовавший

СанПиН 2.1.4.2496-09 ограничивал продолжительность такого отключения 14 сутками, но действующий СанПиН 2.1.3684-21 не содержит аналогичных требований.

Соответствие техническим регламентам и обязательным требованиям

Ремонтные работы должны проводиться в соответствии с:

- Приказами Минэнерго России (например, №511 от 14 мая 2025 года).
- Правилами технической эксплуатации объектов теплоснабжения и теплопотребляющих установок.
- Технологическими картами выполнения технического обслуживания и текущего ремонта, разрабатываемыми эксплуатирующей организацией с учётом технической документации производителей, опыта и условий эксплуатации.
- Методическими указаниями по проведению испытаний (например, РД 153-34.1-20.329-2001 для испытаний на максимальную температуру теплоносителя, РД 34.09.255-97 для определения тепловых потерь).

Эксплуатирующая организация обязана проводить периодические и внеочередные технические освидетельствования оборудования, работающего под избыточным давлением. Они включают наружный и внутренний осмотры, гидравлические испытания на прочность и плотность.

Параметры и методы испытаний

1. Гидравлические испытания - проводятся для выявления дефектов оборудования и его элементов, проверки плотности соединений.

Параметры:

- Пробное давление должно составлять не менее 1,25 рабочего давления.
- Температура воды — не ниже 5 °С и не выше 40 °С. Длительность испытания пробным давлением — не менее 10 минут с момента установления расчётного расхода подпиточной воды.

Методы:

- Используются манометры одного типа, предела измерения, одинакового класса точности (не ниже 1,5) и цены деления.
- При невозможности создать требуемое давление сетевыми или стационарными насосами применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Тепловая сеть считается выдержавшей испытание, если при нахождении под пробным давлением в течение 10 минут значение подпитки не превысило расчётного.

2. Температурные испытания - проводятся для выявления дефектов трубопроводов и оборудования, контроля их состояния, проверки компенсирующей способности тепловой сети.

Параметры:

- Проводятся при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

- За максимальную температуру принимается максимально достижимая температура сетевой воды в соответствии с утверждённым температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

- Температура воды в обратном трубопроводе не должна превышать 90 °С.

Методы:

- Испытаниям подвергается вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления.

- Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводят с включёнными системами отопления и горячего водоснабжения.

- Испытания проводятся методом «температурной волны», что позволяет сократить их продолжительность и уменьшить нежелательный перегрев подключённых потребителей теплоты.

- Продолжительность поддержания максимальной температуры воды — не менее 2 часов.

- Испытания тепловых сетей, находившихся в эксплуатации длительный срок и имеющих ненадёжные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного сезона.

3. Испытания на тепловые потери - проводятся для определения фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию трубопроводов.

Этапы проведения:

1. Подготовительный: анализ материалов по тепловой сети, выбор участков для испытаний, расчёт параметров, подготовка сети и оборудования, разработка мероприятий по подготовке измерительной аппаратуры.

2. Проведение испытаний: согласование рабочей программы, проведение тепловых испытаний, обработка данных.

Параметры и методы:

- Определение фактических тепловых потерь через тепловую изоляцию должно производиться в соответствии с требованиями ПТЭ периодически один раз в 5 лет.

- При подготовке к испытаниям должны быть выполнены работы по восстановлению нарушенной тепловой изоляции на испытываемых участках, осушению камер тепловой сети, приведению в порядок дренажей, организации стока поверхностных вод и др.

- Измеряемыми величинами являются температура, давление и расход сетевой воды, расход подпиточной воды.

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

По результатам испытаний оценивается состояние изоляции испытываемых трубопроводов в конкретных эксплуатационных условиях работы прокладок.

Таблица 3.6. 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	

Таблица 3.7. Фактический план проведения регламентных работ и эксплуатационные нормы

Перечень регламентных работ	Периодичность проведения регламентных работ	Период проведения
Испытания на плотность и механическую прочность трубопроводов тепловых сетей	2 раз в год	Май, август
Промывка трубопроводов тепловых сетей	1 раз в год	Август
Заполнение трубопроводов магистральных и распределительных сетей после проведения ремонта в межотопительный период	1 раз в год	Июнь-август
Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери, максимальную температуру теплоносителя	1 раз в год	Июнь-август
Проведение планово-предупредительного ремонта тепловых сетей и котельного оборудования,	Согласно плану ППР	Июнь-август
Чистка газовоздушных трактов котлов	9 раз в год	Сентябрь-май
Промывка пластинчатых теплообменников и котлов	1 раз в год	Июнь-август
Чистка коллектора распределения воздуха, вентиляторов котлов	1 раз в год	Июнь-август
Ревизия запорной арматуры котельной	1 раз в год	Июнь-август
Ревизия запорной арматуры теплосети	1 раз в год	Июнь-август
Ревизия предохранительных клапанов и их притирка	1 раз в год	Июнь-август
Чистка боровов под дымовой трубой	1 раз в год	Июнь-август
Чистка котлов	1 раз в год	Июнь-август
Чистка гидрополов и их прямков	1 раз в год	Июнь-август
Очистка, ревизия и протяжка ЩУ, ЩС, ГРЩ, ЩО	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

Слюдянский муниципальный район Иркутской области не относится к ценовым зонам теплоснабжения.

Нормативы технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения — плановые потери) при передаче тепловой энергии, теплоносителя регулируются Приказом Минэнерго России от 30 декабря 2008 года №325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» (с изменениями и дополнениями). Эти нормативы включаются в расчёт отпущенной тепловой энергии, мощности и теплоносителя.

Нормативы технологических потерь определяются для каждой организации, эксплуатирующей тепловые сети. Расчёты проводятся для тепловой сети каждой системы теплоснабжения независимо от присоединённой к ней расчётной часовой тепловой нагрузки.

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

- потери и затраты теплоносителей (пар, конденсат, вода);
- потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителей;
- затраты электрической энергии на передачу тепловой энергии (привод оборудования, расположенного на тепловых сетях и обеспечивающего передачу тепловой энергии).

Методы определения нормативов

Для участков тепловой сети, которые подвергались испытаниям на тепловые потери, в качестве нормативных принимаются полученные при испытаниях значения фактических часовых тепловых потерь, пересчитанные на среднегодовые условия эксплуатации тепловой сети.

Для участков, аналогичных подвергавшимся испытаниям по типам прокладки, видам теплоизоляционных конструкций и условиям эксплуатации, в качестве нормативных принимаются значения часовых тепловых потерь, определённые по соответствующим нормам тепловых потерь (теплового потока) с введением поправочных коэффициентов, определённых по результатам испытаний.

Для участков, не имеющих аналогов среди подвергавшихся испытаниям, а также вводимых в эксплуатацию после монтажа, реконструкции или капитального ремонта с изменением типа или конструкции прокладки и изоляционной конструкции трубопроводов,

в качестве нормативных принимаются значения часовых тепловых потерь, определённые теплотехническим расчётом.

Значения нормативных часовых тепловых потерь в тепловой сети в целом при среднегодовых (среднесезонных) условиях эксплуатации определяются суммированием значений часовых тепловых потерь на отдельных участках.

Согласно Приказу Минэнерго России от 30 декабря 2008 года №325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» (с изменениями от 10 августа 2012 года), нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя рассчитываются ежегодно для каждой организации и утверждаются Министерством жилищной политики и энергетики Иркутской области.

Расчет технологических тепловых потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя (горячее водоснабжение отсутствует) по котельной в п. Байкал отсутствует.

Расчет технологических тепловых потерь при передаче тепловой энергии и теплоносителя (горячее водоснабжение) отсутствует.

Таблица 3.8. Расчетные технологические тепловые потери при передаче тепловой энергии

№	Система	Максимальные, Гкал/ч	Средние, Гкал/ч	Годовые, Гкал/год
п. Байкал				
1	«Баранчик»	0,0052	0,0034	11
2	«Центральная»	0,015	0,01	26

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

Фактические эксплуатационные тепловые потери — это значения тепловых потерь за прошедший период при фактических схемах и температурных режимах работы тепловых сетей и параметрах окружающей среды за этот же период. Они включают: потери тепловой энергии через теплоизоляционные конструкции трубопроводов; потери тепловой энергии с утечкой сетевой воды.

Методы определения фактических потерь.

1) На основе показаний приборов учёта. Фактические потери рассчитываются как разница между количеством тепловой энергии, отпущенной источником, и фактически использованной потребителями. Для этого используются данные с приборов учёта на источнике и у потребителей.

2) По результатам тепловых испытаний. Специализированные организации проводят испытания тепловых сетей на тепловые потери в соответствии с Методическими указаниями по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях. Полученные значения

фактических часовых потерь пересчитываются на среднегодовые (среднесезонные) условия работы сети. Этот метод считается наиболее достоверным, но не всегда реализуем на практике из-за сложности выполнения требований (например, необходимость отсоединения потребителей от испытываемого участка). enis.gosnadzor.ru +1

3) Расчётный метод. Применяется, если невозможно получить данные с приборов учёта. Используются формулы, учитывающие параметры теплоносителя (температура в подающем и обратном трубопроводах), характеристики сети (материальная характеристика, длина участков, тип прокладки), климатические условия (температура наружного воздуха и грунта) и другие факторы.

В связи с отсутствием приборов учета тепловой энергии у потребителей оценка фактических тепловых потерь на территории Портбайкальского муниципального образования ведется расчетным методом.

Таблица 3.9. Фактические технологические тепловые потери при передаче тепловой энергии.

Наименование котельной	Объем производства тепловой энергии в сеть, Гкал	Потери тепловой энергии в год, Гкал	
		Фактические	Расчетные
п. Байкал			
Котельная «Баранчик»	411,96	11	11
Котельная «Центральная»	336,36	26	26

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

Присоединение теплопотребляющих 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.

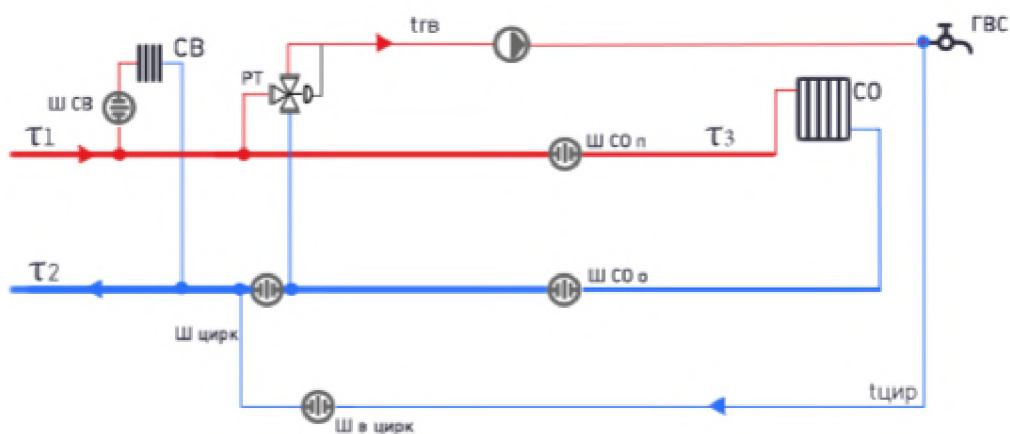


Рисунок 3.3. Схема присоединения теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям «Байкал»

Тип присоединения потребителей к тепловым сетям – непосредственное, без смешения, по параллельной схеме включения потребителей с качественным регулированием температуры теплоносителя по температуре наружного воздуха (температурный график 75/60°C).

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.

В соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 2009 года №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» приборы учёта должны устанавливаться там, где это технически возможно; при отсутствии технической возможности допускается расчётный метод учёта (в настоящее время на территории Портбайкальского муниципального образования учет отпущенной тепловой энергии потребителям производится по приборам учета установленным на котельных). Обязанность оснащения приборами лежит на собственниках помещений, управляющих организациях или ресурсоснабжающих организациях в зависимости от ситуации.

Анализ ситуации по Портбайкальскому муниципальному образованию

Учёт тепловой энергии, отпущенной в сеть ведётся по приборам учета установленным на котельных, в виду отсутствия приборов у потребителей расход тепла ведется расчетным методом.

Рекомендуется: Составить реестр многоквартирных домов, подлежащих оснащению приборами учета, определить источники финансирования установки приборов (средства собственников, субсидии из бюджетов разных уровней), разработать график установки приборов учета с указанием сроков по каждому дому, организовать установку прибора учёта в котельной, который позволит: контролировать общий расход тепловой энергии; выявлять потери в сетях; оптимизировать работу котельной; обеспечить корректность расчётов с потребителями.

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

Оборудование на источнике централизованного теплоснабжения (Байкалское муниципальное образование) имеет низкую степень автоматизации. Регулирующие и запорные задвижки не имеют средств телемеханизации. Согласно МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения» в организации должно быть обеспечено круглосуточное оперативное управление оборудованием, задачами которого являются:

- ведение режима работы;
- производство переключений, пусков и остановок;
- локализация аварий и восстановление режима работы;
- подготовка к производству ремонтных работ;
- выполнение графика ограничений и отключений потребителей, вводимого в установленном порядке.

Основной задачей службы диспетчеризации является обеспечение надёжного и бесперебойного снабжения потребителей питьевой водой, тепловой энергией, локализация и ликвидация технологических нарушений в тепловых водопроводных и канализационных сетях.

ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ» организована круглосуточная диспетчерская служба, которая координирует работу котельных и тепловых сетей.

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

Центральные тепловые пункты и насосные станции систем теплоснабжения в Портбайкальском муниципальном образовании отсутствуют. 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 предохранительно-сбросные клапаны, установленные на трубопроводах в здании котельной. При возникновении превышения расчетного давления в сети, клапаны сбрасывают теплоноситель на грунт, а также с помощью установки дроссельных шайб.

В котельных установлены предохранительные клапаны для сброса избыточного давления.

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

На территориях Портбайкальского муниципального образования отсутствуют бесхозные тепловые сети.

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

Информация энергетических характеристик тепловых сетей на территории Портбайкальского муниципального образования представлена в таблице.

Таблица 3.10. Энергетические характеристики тепловых сетей

Наименование участка	Диаметр трубопровода, d_y , мм	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	Удельный объем воды трубопровода i -го диаметра, V_i , м ³ /км	Материальная характеристика участков
п. Байкал	32	23	0,0368	1,472
	49	6	0,0144	0,588
	57	133	0,3724	15,162
	76	258	2,0124	39,216
	108	396	6,336	85,536

Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.

Зона действия источника тепловой энергии – это территория поселения, муниципального округа, городского округа, города федерального значения или её часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения. Это определение закреплено в Постановлении Правительства РФ от 22 февраля 2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (с изменениями). Если система теплоснабжения образована на базе единственного источника теплоты, то границы его зоны действия совпадают с границами системы теплоснабжения.

Зоны действия существующих источников тепловой энергии расположены в пределах населенных пунктов муниципальных образований.

Таблица 4.1. Зона действия источника тепловой энергии

Теплоисточник	Вид источника тепловой энергии	Теплоснабжающая организация	Зона эксплуатационной ответственности
п. Байкал			
Котельная «Центральная»	централизованный	ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ»	ул. Вокзальная
Котельная «Баранчик»	централизованный	ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ»	ул. Набережная

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

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

В соответствии с п. 2 ч. 1 ПП РФ от 03.04.2022 №405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»:

«...ж) «элемент территориального деления» – территория поселения, муниципального образования или её часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;

з) «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...».

Уточненный перечень и характеристики тепловых потребителей рассматриваемых систем централизованного теплоснабжения, представлены в таблице 5.1.

Тепловые характеристики потребителей определялись на основании расчетов при расчетных температурах наружного воздуха (СП 131.13330.2025). Часть тепловых нагрузок зданий принималась на основе данных и договорных нагрузок.

Тепловые нагрузки на отопление нежилых зданий различного функционального назначения определены по нормируемым удельным расходам тепловой энергии на основании СП 50.13330.2024 «Тепловая защита зданий», по проектам аналогичных сооружений, на вентиляцию и горячее водоснабжение – по паспортам проектов зданий аналогичных планируемым.

Расчет тепловой нагрузки жилых зданий, расположенных на данном участке застройки произведен по формуле:

$$Q_p = \frac{q \times S_{жил} \times (t_v - t_{нро})}{4,19 \times 24} \times 10^{-6}, \text{ Гкал/ч, где}$$

q - нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление принятый для малоэтажного строительства – 75 кДж/(м² °С·сут);

$S_{жил}$ - площадь жилого фонда на данном участке застройки, м²;

t_v - расчетная температура воздуха для жилых помещений, 20°С;

$t_{нро}$ - расчетная температура наружного воздуха принимается равной средней температуре холодной пятидневки, согласно СП 131.13330.2025 «Строительная климатология».

Тепловые нагрузки потребителей в расчетных элементах территориального деления представлены в таблице ниже.

Таблица 5.1. Расчетные тепловые характеристики зданий (температура по СП 131.13330.2025)

Система, потребитель	Тепловая нагрузка, Гкал/ч				Потребление тепла, Гкал/год			
	Отопл.	Вент.	ГВС	Всего	Отопл.	Вент.	ГВС	Всего
п. Байкал:	0.48			0.48	1591			1591
Котельная «Баранчик»:	0.11			0.11	350			350
Н/7	0.053			0.053	177			177
Н/8	0.051			0.051	173			173
Котельная «Центральная»:	0.25			0.25	822			822
В/10	0.024			0.024	80			80
В/3	0.054			0.054	180			180
В/5	0.031			0.031	103			103
В/6	0.054			0.054	180			180
В/7	0.020			0.020	66			66
В/9	0.054			0.054	180			180
Магазин	0.001			0.001	3			3
Пожарная часть	0.010			0.010	30			30

Таблица 5.2. Тепловые балансы котельных базовый период 2025 год

Наименование теплоисточника	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Располагаемая мощность котельных, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч.	Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто» 2025 год, Гкал/ч.	Договорная тепловая нагрузка 2025 год, Гкал/ч.	Расчетная тепловая нагрузка 2025 год, Гкал/ч	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по расчетной нагрузке
п. Байкал									
Котельная «Баранчик»	0,3	0,2	0,001	0,001	0,199	0,11	0,11	+0,09	+0,09
Котельная «Центральная»	0,7	0,5	0,05	0,063	0,45	0,36	0,25	+0,03	+0,14

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

В соответствии с п. 2 ч. 1 ПП РФ от 03.04.2022 №405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»:

«...к) «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 декабря 2009г. №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 соответствие с требованиями вышеуказанных «Правил».

По зонам теплоснабжения в границах эксплуатационной ответственности ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ», 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 5.3. Расчетные тепловые нагрузки источников тепловой энергии за базовый 2025 г.

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Тепловая нагрузка конечных потребителей, Гкал/ч
п. Байкал			
1	Котельная «Баранчик»	0,3	0,111
2	Котельная «Центральная»	0,7	0,423

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

Применение индивидуальных квартирных источников тепловой энергии в многоквартирных домах регулируется законодательством и имеет ряд ограничений и условий. Согласно части 15 статьи 14 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», переход на индивидуальное отопление запрещён при наличии технологического присоединения к централизованным системам теплоснабжения, за исключением случаев, определённых схемой теплоснабжения. Применение индивидуальных квартирных источников тепловой энергии в многоквартирных домах ведет к нарушению теплового баланса дома. Переход даже одной квартиры на индивидуальное отопление может привести к снижению температуры в примыкающих помещениях.

Условия применения индивидуальных квартирных источников тепловой энергии в многоквартирных домах.

1) Наличие соответствующей схемы теплоснабжения. Возможность перехода на индивидуальное отопление должна быть предусмотрена схемой теплоснабжения муниципального образования.

2) Согласие всех собственников помещений в доме. Поскольку система отопления относится к общему имуществу многоквартирного дома, уменьшение её размера или изменение требует единогласного согласия всех собственников. Необходимо оформить протокол общего собрания собственников.

3) Разработка проекта реконструкции. Требуется подготовить проект на реконструкцию системы отопления всего дома, а также проект на реконструкцию системы электроснабжения или газоснабжения (в зависимости от типа используемого оборудования). Проект должен соответствовать строительным нормам и правилам, а также быть согласован с теплоснабжающей организацией.

4) Получение разрешения. Необходимо обратиться в орган местного самоуправления с заявлением о согласовании переустройства. К заявлению прилагаются правоустанавливающие документы на помещение, проект переустройства и другие документы, предусмотренные ст. 26 Жилищного кодекса РФ.

5) Соответствие оборудования требованиям. Качественные характеристики отопительного оборудования должны подтверждаться пожарным сертификатом, разрешением Ростехнадзора и сертификатом соответствия. Для газовых котлов, например, установлены требования: наличие закрытой (герметичной) камеры сгорания, автоматики безопасности, ограничивающей температуру теплоносителя до 95 °С и давление до 1 МПа.

6) Внесение изменений в техническую документацию. После получения разрешения необходимо обновить технический паспорт дома и проект теплоснабжения.

Виды индивидуальных источников тепловой энергии.

1) Газовые котлы. Один из наиболее распространённых вариантов. Требуют подключения к газовой магистрали и соблюдения строгих правил установки (например, ограничения по площади помещения, высоте, расположению относительно спален).

2) Электрические котлы или обогреватели. Просты в монтаже и обслуживании, но могут быть дорогостоящими в эксплуатации из-за высоких расходов на электроэнергию.

3) Другие системы: электрические конвекторы, кабельные или электроводяные тёплые полы, сплит-системы с функцией обогрева.

В многоквартирных домах, расположенных в п. Байкал и подключённых к централизованной системе теплоснабжения, зафиксированы случаи самовольного перехода отдельных собственников на индивидуальные квартирные источники тепловой энергии (электрические обогреватели и пр.) без соблюдения установленного законодательством порядка. Такой переход приводит к нарушению теплового баланса многоквартирного дома: снижение температуры в примыкающих помещениях, нарушению гидравлического режима внутридомовой системы теплоснабжения, неравномерной нагрузке на инженерные сети, не рассчитанные на частичный переход на индивидуальное отопление, риску возникновения аварийных ситуаций; искажению расчётов платы за отопление, ущемлению прав и интересов других собственников помещений в МКД.

Теплоснабжающей организации рекомендовано предпринять следующие действия в соответствии с законодательством:

1) Направить уведомление о нарушении собственнику жилого помещения.

2) Требовать оплаты услуг централизованного отопления. Даже при самовольном переходе на индивидуальное отопление собственник обязан продолжать оплачивать услуги централизованного теплоснабжения, так как незаконное переустройство не порождает правовых последствий в виде освобождения от этой обязанности. Это подтверждается судебной практикой, например, постановлением Арбитражного суда Поволжского округа от 26 января 2021 г. №Ф06-69976/20.

2) Инициировать демонтаж незаконного оборудования. Теплоснабжающая организация может обратиться в суд с требованием обязать собственника демонтировать установленное оборудование и восстановить систему централизованного отопления. Самовольное переустройство может квалифицироваться как самоуправство, что влечёт административную (ст. 19.1 КоАП РФ) или уголовную ответственность (ст. 330 УК РФ).

3) Обратиться в органы местного самоуправления. Согласно некоторым регламентам, при обнаружении самовольного переустройства теплоснабжающая организация обязана направить уведомление в администрацию муниципального образования для инициирования рассмотрения такого факта в соответствии с действующим законодательством.

4) Контролировать соблюдение технических требований. Если собственник в дальнейшем легализует переустройство (например, через суд или путём получения необходимых разрешений), теплоснабжающая организация должна убедиться, что проект реконструкции системы отопления и газоснабжения (электроснабжения) соответствует строительным нормам и правилам, согласован с соответствующими службами и внесён в техническую документацию на многоквартирный дом.

Важно учитывать, что каждый случай требует индивидуального подхода с учётом конкретных обстоятельств, документации и судебной практики. Теплоснабжающей организации рекомендуется проконсультироваться с юристом для выбора оптимальной стратегии действий.

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 отопления, вентиляции и горячего водоснабжения по административным районам. Месячное потребление тепловой энергии рассчитано по фактической среднемесячной температуре наружного воздуха.

Месячное потребление тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции рассчитано по формуле: $Q_{\text{тек}} = (Q_{\text{max}}(20 - t_{\text{нв}}) / 55) * 24 \text{ часа} * N_{\text{кол. дней}}$, 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.

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

- 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);

- подлежит корректировке при формировании реальных балансов, цель которых:
- минимизация капитальных затрат в сетевые активы и оборудования источников тепловой энергии, направленных на увеличение мощности (пропускной способности);

- минимизация стоимости подключений объектов нового строительства к системам тепловой инфраструктуры;

- 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;

- обязательный учет исполнения условий 261-ФЗ, 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.

Таблица 5.4. Характеристики групп тепловых потребителей

№	Система теплоснабжения	Жилые		Нежилые		Всего	
		кол-во, шт.	площадь, м ²	кол-во, шт.	площадь, м ²	кол-во, шт.	площадь, м ²
п. Байкал							
1	Котельная «Баранчик»	0	0	1	255	1	255
2	Котельная «Центральная»	4	1666,3	1	30	5	1696,3

Распределение жилых зданий по этажности представлено в таблице 5.5.

Таблица 5.5. Распределение жилых зданий по этажности

№	Система, группа зданий	Кол-во зданий	Общая площадь		Расчетная нагрузка, Гкал/ч			
			м²	%	Отопл.	Вент.	ГВС	Всего
п. Байкал:		10	3301,8	400	0.484			0.484
1	Котельная «Баранчик»:	2	848,5	100	0.104			0.104
	в т.ч. жилые	2	848,5	100	0.104			0.104
	нежилые							
2	Котельная «Центральная»:	5	1696,3	100	0.246			0.246
	в т.ч. жилые	4	1666,3	93	0.235			0.235
	нежилые	1	30	7	0.011			0.011

Таблица 5.6. Распределение жилых зданий по этажности

№	Система, этажность	Кол-во зданий	Общая площадь, м ²	-/-, %	Кол-во жителей, чел.	-/-, %	Удельн. обесп., м ² /чел
п. Байкал:							
1	Котельная «Баранчик»:	2	848,5	100	63	100	13,5
	2	2	848,5	100	63	100	13,5
2	Котельная «Центральная»:	4	1989,5	100	67	100	29,7
	1	2	144,4	7	7	10,4	20,6
	2	4	1845,1	93	60	89,6	30,75

Средняя удельная обеспеченность общей площадью в жилых зданиях с централизованным теплоснабжением составляет 23,5м²/чел, это соответствует среднестатистическому значению (18.4 м²/чел) по Иркутской области.

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

Таблица 5.7. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов.

Муниципальное образование	Норматив на тепловую энергию (Гкал/м ²)		Нормативный документ
	МКД	Жилые дома	
Портбайкальское МО	0,0393	-	Приказ министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 17.11.2020 г. № 58-38-мпр, Постановление администрации Портбайкальского городского поселения от 14.11.2007 г. № 54

Таблица 5.8. Нормативы потребления коммунальной услуги на кол-во тепловой энергии на подогрев 1 м³, воды (Гкал/м³) в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов.

Муниципальное образование	Норматив на кол-во тепловой энергии на подогрев 1 м ³ воды (Гкал/м ³)	Нормативный документ
Портбайкальское МО	0,065	Постановление администрации Портбайкальского городского поселения от 14.11.2007 г. № 54

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

Договорная тепловая нагрузка – это величина, закреплённая в договоре энергоснабжения между потребителем и теплоснабжающей организацией. Она определяется на основе проектных данных, которые учитывают: расчётные параметры микроклимата помещений; расчётную температуру наружного воздуха в отопительный период (обычно принимается равной температуре наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 по СП 131.13330.2025); теплоизоляционные характеристики ограждающих конструкций; объёмы потребления горячей воды и её расчётную температуру для систем ГВС. Также договорная нагрузка может устанавливаться на основании данных из договора на подключение к системе теплоснабжения или технических условий.

Расчётная тепловая нагрузка определяется на основе фактических данных, полученных при эксплуатации системы теплоснабжения. Для этого используются показания узлов учёта тепловой, введённых в эксплуатацию в качестве коммерческих. Учитываются данные за не менее чем 12 расчётных месяцев, включая: время работы узлов учёта; количество тепловой энергии, направленное в теплопотребляющую установку за каждые сутки; массу (объём) теплоносителя, полученного по подающему и возвращённому по обратному трубопроводу; среднесуточную

температуру теплоносителя в подающих и обратных трубопроводах; среднюю температуру наружного воздуха.

Для расчёта тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию используются данные, зафиксированные при последней регистрации расчётной температуры наружного воздуха. Если за отопительный период такая температура не фиксировалась, данные перерасчитываются с учётом расчётной температуры. Тепловая нагрузка на ГВС определяется как средний часовой расход тепловой энергии за сутки максимального водопотребления.

Сравнение величины договорной и расчётной тепловой нагрузки по зоне действия источников тепловой энергии на территориях Портбайкальского муниципального образования не представляется возможным, в связи с отсутствием приборов учёта тепловой энергии. При их отсутствии **расчётная нагрузка принимается равной значениям, указанным в договорах теплоснабжения потребителей.**

Для уточнения данных и возможности проведения сравнительного анализа необходимо обеспечить оснащение объектов потребления приборами учёта в соответствии с действующими нормативными требованиями».

Часть 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 п. 8 ПП РФ от 03.04.2022 г. №405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

В таблице представлены существующие балансы тепловой мощности в соответствии с Приложением 6 Методических рекомендаций по разработке Схем теплоснабжения.

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 6.1.

Таблица 6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии по горячей воде

Наименование теплоисточника	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Располагаемая мощность котельных, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч.	Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто» 2025 год, Гкал/ч.	Договорная тепловая нагрузка 2025 год, Гкал/ч.	Расчетная тепловая нагрузка 2025 год, Гкал/ч	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по расчетной нагрузке
п. Байкал									
Котельная «Баранчик»	0,3	0,2	0,001	0,001	0,199	0,11	0,11	+0,09	+0,09
Котельная «Центральная»	0,7	0,5	0,05	0,063	0,45	0,36	0,25	+0,03	+0,14

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 источнике 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 ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ» не разрабатывались.

У теплоснабжающей организаций отсутствует пьезометрический график, и расчет гидравлического режима. При этом обеспечивается рекомендуемый перепад давления, как у конечного, так и остальных потребителей.

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 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):

2.1. на подающем и обратном трубопроводе каждого здания или сооружения;

2.2. 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:

8.1. Регулировать температуру теплоносителя, температуру внутри помещений в прямой зависимости от температуры наружного воздуха;

8.2. 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 выявлен дефицит 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

Существующий резерв тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии позволяет обеспечить централизованным теплоснабжением существующих и перспективных потребителей.

Часть 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

От котельных ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ» запроектирована и действует открытая система теплоснабжения.

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.

На источнике тепловой энергии Портбайкальского муниципального образования отсутствует водоподготовительные установки теплоносителя для тепловых сетей.

В соответствии с СП 124.13330.2012 аварийная подпитка тепловых сетей от источников ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ» в количестве 2% от объема воды в тепловых сетях и присоединенных к ним систем.

Балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками приведены в таблице.

Потери теплоносителя в СЦТ объясняется потерями теплоносителя через неплотностизапроно–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.

В таблице представлены расходы расчетных утечек теплоносителя на котельных.

Таблица 7.1. Характеристики систем подпитки теплосетей

№	Система	Водоисточник	Жесткость, <i>мг-экв/л</i>	Факт. расходы		G расч. <i>м³/год</i>
				<i>м³/год</i>	<i>м³/Гкал</i>	
п. Байкал						
1	Котельная «Баранчик»	Водозабор «Баранчик»	3,2	1098	3.03	51
2	Котельная «Центральная»	Водозабор «Центральная»	3,2	1782	3.66	200

Таблица 7.2. Балансы теплоносителя, т/ч

№	Система	Расчетная подпитка теплосети				Дебет воды
		нужды ГВС	утечки в сетях	утечки в зданиях	Всего	
п. Байкал						
1	Котельная «Баранчик»	0.00	0.001	0.008	0.008	>1
2	Котельная «Центральная»	0.00	0.014	0.018	0.033	>1

Таблица 7.3. Расчетные расходы подпиточной воды сетей отопления

№	Система	Максимальные, <i>т/ч</i>	Средние, <i>т/ч</i>	Годовые, <i>т/год</i>
п. Байкал				
1	Котельная «Баранчик»	0.01	0.01	51
2	Котельная «Центральная»	0.03	0.03	200

При составлении вышепредставленных балансов теплоносителя не учитывался несанкционированный разбор воды из систем отопления. Поэтому по факту подпитка теплосетей вероятно будет больше.

Для компенсации суточной неравномерности расходов воды, разбираемой из систем отопления, в целях обеспечения надежного бесперебойного теплоснабжения потребителей, необходимо наличие в котельных неснижаемого запаса воды в аккумуляторных баках (баках запаса).

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

Расчет и обоснование нормативов технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях производится согласно Приказу №325 от 30 декабря 2008 года «Порядок расчета и обоснования нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

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:

- фактических среднемесячных температур воды в подающей и обратной линиях тепловой сети, определенных по эксплуатационному температурному графику при фактической среднемесячной температуре наружного воздуха;

- 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;

- среднемесячной и среднегодовой температуре грунта на глубине заложения теплопроводов;

- фактической среднемесячной и среднегодовой температуре наружного воздуха за год.

Таблица 7.4. Расчетный баланс теплоносителя

Источник централизованного теплоснабжения	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Объем теплоносителя в системе теплоснабжения, м ³	Нормируемая утечка теплоносителя, м ³ /год	Производительность установки водоподготовки, м ³ /час
Базовый 2025 год				
п. Байкал				
Котельная «Баранчик»	0.2	6,934	0,008	-
Котельная «Центральная»	0.5	16.538	0,029	-

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

Таблица 7.5. Расчетный объем теплоносителя необходимый для подпитки сети в аварийном режиме (без учета ГВС)

Наименование участка	Диаметр трубопровода, d_y , мм	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	Удельный объем воды трубопровода i -го диаметра, V_i , м ³ /км	Материальная характеристика участков	Аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной воды, м ³ /час
п. Байкал	32	23	0,0368	1,472	0,0007
	49	6	0,0144	0,588	0,0003
	57	133	0,3724	15,162	0,0074
	76	258	2,0124	39,216	0,0402
	108	396	6,336	85,536	0,1267

Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.

8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива

На территориях Портбайкальского муниципального образования основным видом топлива для всех источников тепловой энергии служит уголь. Годовое потребление и тип используемого угля представлены в таблице.

Логистика: доставка на станции – железнодорожным транспортом, на котельные – автомобильным. Расход и виды основного топлива представлены в таблице 8.1.

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СЛЮДЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА В ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ГРАНИЦАХ ПОРТБАЙКАЛЬСКОГО
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ НА ПЕРИОД С 2027 ДО 2033 ГОДА**

Таблица 8.1. Расход и виды основного топлива

Наименование МО	Источник тепловой энергии	Вид топлива (уголь)	Калорийность (Ккал/кг)	Годовой расход (т)			Среднесуточный расход (т)		
				022-2023 (242 дн)	2023-2024 (243 дн)	2024-2025 (241 дн)	2022-2023 (242 дн)	2023-2024 (243 дн)	2024-2025 (241 дн)
Портбайкальское МО	Котельные «Центральная», «Баранчик»	Каменный, марки Д, обогащенный ДЭКОМ	5400	265,6	207,6	173,3	1,0975	0,8543	0,7190

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

Для угольных котельных резервное топливо – это альтернативный вид топлива, который используется при отсутствии или недостатке основного (угля) для поддержания работы системы теплоснабжения. Аварийное топливо в этом контексте обычно не применяется, так как этот термин относится к объектам, использующим газ в качестве основного топлива.

На котельных в качестве основного топлива используется уголь, использование резервного и аварийного вида топлива не предусмотрено.

8.3. Описание особенностей характеристик топлива в зависимости от мест поставки

Месторождение (разрез)	Марка, сорт угля	Размер кусков, мм	Зольность %	Влага %	Сера средняя %	Выход летучих веществ %	Средняя теплота сгорания ккал/кг
Черемховский	Каменный, марки Д	25-50	17,8	11,5	1,5	47,2	5400

8.4. Описание использования местных видов топлива.

Добыча каменного угля в Слюдянском районе не осуществляется. Это исключает возможность использования местного топлива (угля) в качестве основного или резервного топлива для источников теплоснабжения в рассматриваемых муниципальных образованиях. Теплоснабжение обеспечивается за счёт привозных видов топлива (каменный уголь), доставляемых из других регионов.

8.5. Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого природного газа 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.

Основным видом топлива на теплоисточниках Портбайкальского муниципального образования является уголь **марки длиннопламенный (Д)** – это каменный уголь с самой низкой степенью метаморфизма. Материал черного или темно-серого цвета, блестящий. Структура марки Д слоистая, пористость выражена. Прочность у этой разновидности выше чем у бурого угля.

Длиннопламенный уголь залегает на небольшой глубине. Его добывают открытым и закрытым способами. Основные российские запасы этой марки находятся в Минусинском, Печорском, Ленском и Иркутском бассейнах.

Марка угля горит длинным пламенем и коптит. При нагревании выделяется газ, который возгорается. Поэтому топить таким материалом можно в котлах, оборудованных камерой дожига. Загорается уголь легко, не требует поддува. Это связано с достаточно высокой

пористостью. Марку Д можно использовать для розжига более плотного антрацита.

Длиннопламенный уголь не спекается, поэтому самостоятельно для производства кокса он не годится.

Марка угля	Содержание углерода	Теплота сгорания	Зольность	Влажность
Длиннопламенный (Д)	70-80%	5000-5800 Ккал	7-40%	17-19%

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

Преобладающим видом топлива в Байкальском муниципальном образовании является уголь. Это обусловлено тем, что все котельные указанных муниципальных образований используют исключительно этот вид топлива. На его долю приходится 100% от общего объёма топлива, используемого для производства тепловой энергии.

Основными причинами доминирования угля являются исторически сложившаяся инфраструктура, налаженная логистика поставок и экономическая целесообразность на момент создания системы теплоснабжения.

8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, муниципального образования

Приоритетным направлением развития топливного баланса муниципальных образований с угольными котельными является снижение экологической нагрузки, повышение энергоэффективности за счет диверсификации топлива и модернизации оборудования. Это соответствует стратегическим целям Российской Федерации по переходу к экологически безопасной и ресурсоснабжающей энергетике.

Модернизация оборудования:

- Внедрение автоматизированных систем подачи топлива и очистки дымовых газов. Это позволит повысить КПД котлов и снизить выбросы вредных веществ.

- Замена устаревших котлов на современные модели с высоким КПД (например, не менее 84%, как требуется в некоторых регионах). Современные котлы могут обеспечивать более полное сгорание топлива, что снижает расход угля и выбросы.

- Установка систем очистки, например, мультициклонов, которые улавливают до 95% твёрдых частиц из дымовых газов.

Диверсификации топлива:

- Смешивание угля с другими видами топлива (например, с биомассой) для снижения выбросов и улучшения горения.

- Развитие многотопливных котельных, способных работать на нескольких видах топлива, что повысит гибкость и устойчивость системы теплоснабжения.

Часть 9. Надежность теплоснабжения.

Надёжность теплоснабжения — это способность системы теплоснабжения бесперебойно обеспечивать потребителей тепловой энергией требуемого качества в течение отопительного периода, в том числе при возникновении аварийных ситуаций.

Согласно нормативным документам (в т.ч. Методическим указаниям по разработке схем теплоснабжения), надёжность оценивается тремя типами показателей

1. Вероятностные показатели расчётного уровня теплоснабжения:

- **Коэффициент готовности (K_j).** Вероятность того, что в произвольный момент времени в течение отопительного периода в j -й узел будет обеспечена подача расчётного количества тепловой энергии [1].

- Нормативное значение: $K_j \geq 0,97$ для источника теплоты, $K_j \geq 0,9$ для тепловых сетей [3].

2. Вероятностные показатели пониженного уровня теплоснабжения:

- **Вероятность безотказной работы (P_j).** Вероятность того, что в течение отопительного периода температура воздуха в зданиях не опустится ниже граничного значения (обычно $+12\text{ }^{\circ}\text{C}$ в жилых помещениях) [1][3].

- Нормативное значение: $P_{тс} \geq 0,9$ [3].

3. Детерминированные показатели:

- норма подачи тепловой энергии потребителям при аварийных ситуациях;
- предельно допустимое время восстановления теплоснабжения после аварии;
- минимально допустимая температура в помещениях в период устранения аварии.

1.1. Факторы, влияющие на надёжность теплоснабжения

Ключевые факторы, определяющие надёжность системы:

- **Техническое состояние тепловых сетей.** Доля ветхих трубопроводов (срок службы ≥ 25 лет), интенсивность отказов участков (1/км·год) [2][4].

- **Резервирование элементов системы:**

- кольцевые схемы вместо тупиковых;
- перемычки между магистралями;
- резервные источники тепла и топливоснабжения [2].

- **Оснащённость аварийно-восстановительных служб:**

- численность ремонтного персонала;
- наличие спецтехники и материально-технических ресурсов [2].

- **Надёжность внешних систем:**

- электроснабжение источников тепла (наличие резервного питания);
- водоснабжение;
- топливоснабжение (наличие резервного топлива) [2].

• **Пропускная способность сетей и мощность источников.** Соответствие тепловой мощности источников и пропускной способности сетей расчётным нагрузкам потребителей [2].

• **Качество эксплуатации.** Своевременность ремонтов, диагностика, мониторинг состояния оборудования [4].

1.2. Как оценивается надёжность в схеме теплоснабжения

Алгоритм расчёта и оценки включает следующие шаги [1][4]:

1. **Сбор данных об отказах.** Анализ статистики аварийности за отопительные периоды (частота и длительность перерывов, причины отказов) [4].

2. **Расчёт интенсивностей отказов** участков тепловых сетей по формуле:

$$\lambda_i = \lambda_0 \cdot (1 + k \cdot T_i)$$

где:

- λ_i — интенсивность отказов i -го участка, 1/км·год;
- λ_0 — базовая интенсивность для нового участка;
- T_i — срок эксплуатации участка, лет;
- k — коэффициент старения [1].

3. **Моделирование послеаварийных режимов.** Расчёт гидравлических режимов при отключении отдельных элементов сети (с помощью электронных моделей системы) [1].

4. **Определение коэффициентов готовности (K_j) и вероятностей безотказной работы (P_j)** для каждого узла-потребителя [1].

5. **Сравнение с нормативными значениями.** Выявление участков и потребителей, не соответствующих требованиям надёжности [1].

6. **Разработка мероприятий** по повышению надёжности:

- замена участков с высокой интенсивностью отказов;
- сокращение времени восстановления (увеличение численности персонала, закупка техники);
- резервирование (кольцевание сетей, установка резервных котлов);
- модернизация оборудования (повышение КПД, внедрение автоматизации) [1][4].

1.3. Отражение в схеме теплоснабжения

В схеме теплоснабжения раздел о надёжности должен содержать:

• **Анализ текущего состояния:**

- карты и таблицы с указанием участков с высокой аварийностью;
- расчётные значения K_j , P_j , сравнение с нормативами [1].

• **Прогноз надёжности** на период действия схемы (с учётом планируемых мероприятий) [1].

• **Перечень мероприятий** по повышению надёжности, включая:

- перекладку ветхих участков сетей;
- строительство резервных источников тепла;
- установку баков-аккумуляторов;
- модернизацию аварийно-восстановительной службы [2][3].

• **Обоснование инвестиций.** Расчёт экономической эффективности мероприятий (снижение ущерба от аварий, экономия на ремонтах) [4].

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 [P] – 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°C.

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:

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

$$I = n/n_0$$

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:

- 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:

- источника теплоты $R_{ит} = 0,97$;
- тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;
- потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;
- 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:

- λ_0 средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет (1/км/год);
- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;

- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;
- 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:

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

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 $\lambda(t) = \lambda_0 = Const$. 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.

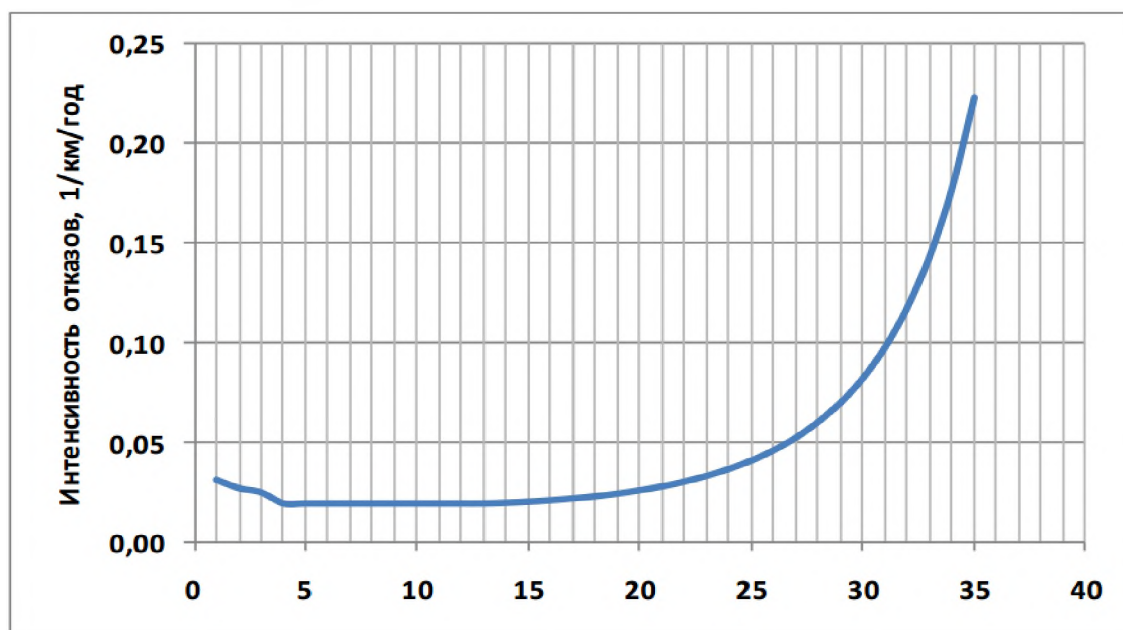


Рисунок 9.1. Зависимость интенсивности отказов от срока эксплуатации участка ТС

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

- она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;
- 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 СП131.13330.2025 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплоснабжения (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°C, в промышленных зданиях ниже +8°C.

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, °C;

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

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

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

Q_0 – подача теплоты в помещение, Дж/ч;

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

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:

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

где $t_{\text{в,а}}$ – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12°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:

$$z_p = a[1 + (b + c l_{\text{с.з}}) D^{1,2}],$$

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;

$l_{\text{с.з}}$ – 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:

- вычисляется время ликвидации повреждения на i -том участке;
- по каждой градации повторяемости температур вычисляется допустимое время проведения ремонта;

- вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;
- вычисляются относительные доли и поток отказов участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры +12°C.

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

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

- 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 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 (физ.изн.) = T (факт.) / T (норм.) * 100%. Где: T (факт.) – фактический срок службы, лет; T (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», утв. Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. №275 при отсутствии срока службы трубопровода, который устанавливается организацией-изготовителем и указывается в паспорте трубопровода срок службы устанавливается в следующих пределах:

- для трубопроводов пара II категории группы 1-150тыс.ч (20 лет);
- для стационарных трубопроводов сетевой и подпиточной воды [III или (и) IV категорий] – 25 лет;
- 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 9.1. Показатели надёжности системы теплоснабжения

Наименование показателя	Обозначение				
Показатель надёжности электроснабжения котельных	$K_э$	0,6	0,6	0,6	0,6
Показатель надёжности водоснабжения котельных	$K_в$	0,6	0,6	0,6	0,6
Показатель надёжности топливоснабжения котельных	$K_т$	0,5	0,5	0,5	0,5
Показатель соответствия тепловой мощности котельной и пропускной способности тепловых сетей расчётным тепловым нагрузкам	$K_б$	1,0	1,0	1,0	1,0
Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0,5	0,5	0,5	0,5
Показатель интенсивности отказов тепловых сетей	$K_{отк.тс}$	1,0	1,0	1,0	1,0
Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1,0	1,0	1,0	1,0
Общий показатель надёжности	$K_{над}$	0,84	0,84	0,84	0,84

Показатель надёжности системы централизованного теплоснабжения лежит в пределах от 0,7 до 0,85. Это значение объясняется отсутствием систем резервирования и высоким износом сетей теплоснабжения. При показателе надёжности меньше 0,75 котельные являются малонадёжными.

Однако уровень износа оборудования котельной и тепловых сетей требует капитального ремонта и замены.

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. Отказов (аварий, инцидентов) не было. Статистика ведется.

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. За базовый 2025-2026 год не было ни одной серьезной аварии, повлекшей глобальное отключение потребителей от систем теплоснабжения.

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 9.2. 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 9.3. Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения

Температура наружного воздуха, °С	Повторяемость температур наружного воздуха, ч	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 °С, 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
-2,5	11558	13,851
2,5	1686	19,582
6,5	681	29,504

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.

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 октября 2015 г. №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 Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. №1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике», за базовый период не зафиксировано.

Авариями в коммунальных отопительных котельных считаются:

1. Разрушения (повреждения) зданий, сооружений, паровых и водогрейных котлов, трубопроводов пара и горячей воды, взрывы и воспламенения газа в топках и газоходах котлов, вызвавшие их разрушение, а также разрушения газопроводов и газового оборудования, взрывы в топках котлов, работающих на твердом и жидком топливе, вызвавшие остановку их на ремонт.

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:

- до (-10°C) – более 8 часов;
- от (-10°C) до (-15°C) – более 4 часов;
- 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 п. 9.5,

Особые аварийные ситуации, влекущие тяжелые последствия при теплоснабжении потребителей, за базовый период не зафиксированы.

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

10.1. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций муниципального образования.

В настоящем разделе приводятся технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, установленными в Постановлении Правительства РФ от 05.07.2013 г. №570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования».

В систему теплоснабжения Портбайкальского муниципального образования входит 2 котельные, регулирующую деятельность в сфере теплоснабжения по состоянию на 01.01.2025 осуществляет организация: ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ» (п. Байкал котельные «Центральная», «Баранчик»).

Часть 11. ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет

Исполнительным органом государственной власти, уполномоченным осуществлять государственное регулирование цен (тарифов) на товары (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (в том числе в сфере теплоснабжения) на территориях Портбайкальского и Портбайкальского муниципальных образований является Служба по тарифам Иркутской области.

Таблица 11.1. Динамика утвержденных цен (тарифов-ЭОТ)

Показатель	ООО «БКП»			ООО «ДСК»			ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ»	Динамика роста цен (тарифов)
	01.01.23- 30.06.24	01.07.24- 31.12.24	01.01.25- 30.06.25	1.06.26- 28.12.25	29.12.25- 30.09.26	01.10.26- 25.05.26	01.06.26- 25.05.27	
Портбайкальское МО								
Тепловая энергия	5676,51	5542,17	5542,17	5542,17	814,44	8133,82	8133,82	43,29%
Горячее водоснабжение	400,06	92,79	92,79	392,79	544,07	566,28	566,28	41,55%

За рассматриваемый период на источниках тепловой энергии наблюдается следующая динамика тарифов:

Портбайкальское МО рост экономически обоснованного тарифа составил:

- на тепловую энергию 2 457,31 рублей или 43,29 %;
- на горячее водоснабжение 166,22 рублей или 41,55%.

11.2. Описание структуры тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Структура тарифов на тепловую энергию на территориях Портбайкальского муниципального образования соответствует нормативным требованиям, которые закреплены в Методических указаниях по расчёту регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения (Приказ ФСТ России от 13.06.2013 №760-э с изменениями) и других нормативных актах.

Основные компоненты структуры тарифов.

1. Необходимая валовая выручка (НВВ). Определяется для каждого регулируемого вида деятельности и должна возмещать экономически обоснованные расходы организации и обеспечивать обоснованную прибыль. В НВВ включаются:

- расходы на топливо (удельный расход топлива на производство 1 Гкал тепловой энергии, умноженный на плановую цену топлива с учётом доставки и хранения, и расчётный объём отпуска тепловой энергии);

- расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы (электроэнергии),
- расходы на оплату услуг регулируемых организаций;
- затраты на сырьё и материалы;
- расходы на ремонт основных средств (подрядным способом);
- оплата труда и отчисления на социальные нужды;
- амортизация основных средств и нематериальных активов;
- прочие расходы (услуги связи, охраны, юридические, аудиторские услуги и т. д.).

2. Расчётный объём полезного отпуска тепловой энергии. Определяется в соответствии со схемой теплоснабжения. При его расчёте учтены:

- баланс тепловой нагрузки и тепловой мощности;
- баланс теплоносителя по системам теплоснабжения;
- технологические ограничения;
- планы вводов источников тепловой энергии и тепловых сетей;
- данные о фактическом потреблении за предыдущие периоды

3. Категории потребителей (население, прочие организации).

4. Методы регулирования тарифов.

- метод экономически обоснованных расходов (затрат);
- метод индексации.

В структуре себестоимости тепловой энергии наибольший вес занимают следующие статьи расходов: «Топливо» - 30-37% от общей суммы расходов;

- «Расходы на оплату труда» и «Отчисления на социальные нужды»- 32-36% от общей суммы расходов;

- «Прочие расходы» (включая «Цеховые расходы» и «Общехозяйственные расходы») – 23-27% от общей суммы расходов;

- «Электроэнергия» - 5-7% от общей суммы расходов.

Структура себестоимости, где наибольший удельный вес занимают расходы на топливо, является характерной для теплоснабжающей организации. В этих организациях расходы на топливо занимают наибольшую долю в структуре затрат, так как топливо является ключевым ресурсом для производства тепловой энергии.

11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности

Плата за подключение к системе теплоснабжения – это плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемых (технологически присоединяемых) к системе теплоснабжения, а также лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения, если эта реконструкция влечёт увеличение тепловой нагрузки реконструируемых объектов.

Основные положения о плате за подключение:

Регулирование.

Плата за подключение регулируется государством. Согласно части 8 статьи 14 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении», она устанавливается органом регулирования в расчёте на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки и может быть дифференцирована в зависимости от параметров подключения.

Расчёт при наличии технической возможности подключения.

Плата устанавливается органом регулирования в расчёте на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки. В её состав включаются расходы регулируемой организации на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя (в том числе застройщика), расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта, а также налог на прибыль, определяемый в соответствии с налоговым законодательством. Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы, определяется в соответствии с методическими указаниями и не превышает укрупнённые сметные нормативы для объектов непроизводственной сферы и инженерной инфраструктуры. Плата может дифференцироваться в зависимости от величины подключаемой нагрузки и (или) типа прокладки тепловых сетей (подземная и надземная).

1. Индивидуальный порядок установления платы. В случае отсутствия технической возможности подключения плата за подключение устанавливается в индивидуальном порядке. Это также применяется при поступлении комплексной заявки на подключение. При индивидуальном порядке в плату могут включаться затраты на создание источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей или развитие существующих объектов централизованных систем теплоснабжения.

2. Льготный размер платы. Органы регулирования могут устанавливать льготный размер платы за подключение для потребителей, подключаемая тепловая нагрузка объектов которых не превышает 0,1 Гкал/ч (с учётом ранее присоединённой тепловой нагрузки в данной точке подключения). При этом должен быть установлен порядок компенсации выпадающих доходов теплоснабжающих организаций.

3. Особенности при комплексной схеме инженерного обеспечения. При реализации комплексной схемы инженерного обеспечения теплоснабжением плата за подключение устанавливается с учётом особенностей, предусмотренных Правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения. Рассмотрение дела об установлении платы производится органом регулирования на основании комплексной заявки на подключение тепловой нагрузки, определённой в схеме.

Процедура установления платы.

Открытие дела об установлении платы осуществляется по предложению регулируемой организации. Регулируемая организация до 1 сентября года, предшествующего очередному расчётному периоду регулирования, представляет в орган регулирования предложение об установлении платы. Предложение состоит из заявления и необходимых материалов. Орган регулирования проводит экспертизу предложений.

Однократность платы.

Внесение платы за подключение носит однократный характер, как и сама процедура технологического присоединения

На территории Портбайкальского муниципального образования плата за подключение к системе теплоснабжения не утверждена.

11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Резервная тепловая мощность – это тепловая мощность источников тепловой энергии и тепловых сетей, необходимая для обеспечения тепловой нагрузки теплопотребляющих установок, которые входят в систему теплоснабжения, но не потребляют тепловую энергию.

Плата за такие услуги устанавливается, если потребитель не потребляет тепловую энергию, но не отсоединил свои теплопотребляющие установки от тепловой сети, чтобы сохранить возможность возобновить потребление при необходимости.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности регулируется на основании схемы теплоснабжения и нормативных актов, включая Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 года №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения» и Федеральный закон от 27 июля 2010 года №190-ФЗ «О теплоснабжении».

Для социально значимых потребителей плата подлежит регулированию органами регулирования (например, службой по тарифам).

На территории Портбайкальского муниципального образования плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей не утверждена.

11.5. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет

Территория Портбайкальского муниципального образования Слюдянского муниципального района Иркутской области не отнесены к ценовым зонам теплоснабжения. Динамика предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения отсутствует.

11.6. Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения

Территория Портбайкальского муниципального образования Слюдянского муниципального района Иркутской области не отнесены к ценовым зонам теплоснабжения. ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ» не наделена статусом единой теплоснабжающей организации. Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения отсутствует.

Часть 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 (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).

Из комплекса существующих проблем организации качественно теплоснабжения на территории Портбайкальского муниципального образования можно выделить следующие составляющие:

- высокий износ оборудования котельной;
- перерасход котельно-печного топлива на источнике тепловой энергии.

Анализ современного технического состояния источников тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения привел к следующим выводам:

- основное оборудование источников, как правило, имеет высокую степень износа.

Фактический срок службы значительной части оборудования котельной больше предусмотренного технической документацией. Это оборудование физически и морально устарело и существенно уступает по экономичности современным образцам. Причина такого положения состоит в отсутствии средств у собственника или эксплуатирующей организации для замены оборудования на более современные аналоги;

- котельные не имеет приборов учета потребляемых ресурсов, произведенной и отпущенной тепловой энергии, и теплоносителя, средств автоматического управления

технологическими процессами и режимом отпуска тепла. Это приводит к невысокой экономичности даже неизношенного оборудования, находящегося в хорошем техническом состоянии.

По предоставленным сведениям, источник тепловой энергии в достаточной степени укомплектованы специалистами.

Вопросы, связанные с техническим состоянием источника тепла, становятся объектом пристального внимания на всех уровнях управления только в период подготовки к очередному отопительному сезону

Основными существующими проблемами организации качественного теплоснабжения на территории муниципального образования являются: в существующем состоянии в рассматриваемой системе теплоснабжения п. Байкал проблемы организации качественного теплоснабжения типичны для многих коммунальных систем теплоснабжения Иркутской области:

Качество теплоснабжения – это совокупность характеристик теплоснабжения, установленных нормативными правовыми актами РФ и (или) договором теплоснабжения, включая термодинамические параметры теплоносителя (температура, давление и др.)

Проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей

1. Низкие характеристики теплозащиты зданий. Это приводит к значительным теплопотерям и необходимости повышенного расхода тепла.

2. Отсутствие технической возможности установки общедомовых приборов учета тепловой энергии на объектах жилищного фонда не позволяет оценить фактическое потребление тепловой энергии и уровень потерь при ее транспортировке.

3. Неисправности внутренних систем отопления. Засорение радиаторов, воздушные пробки в жилых помещениях потребителей приводят к неравномерному распределению тепла и снижению эффективности системы теплоснабжения.

4. Несанкционированные врезки и самовольное отключение от системы централизованного теплоснабжения – нарушения эксплуатации тепловых сетей, приводящие к дисбалансу системы, потерям теплоносителя и снижению качества теплоснабжения.

Проблемы в работе источника тепла и тепловых сетей

1. Высокий износ котельного оборудования. Основное оборудование источника, имеет высокую степень износа. Фактический срок службы значительной части оборудования котельных больше предусмотренного технической документацией. Это оборудование физически и морально устарело и существенно уступает по экономичности современным образцам. Причина такого положения состоит в отсутствии средств у собственника или эксплуатирующей организации для замены оборудования на более современные аналоги. истечение нормативного срока технической эксплуатации котлового оборудования, установленного заводами-изготовителями, приводит к

сокращению располагаемой тепловой мощности котельной и как следствие создает дефицит тепловой мощности на источнике теплоснабжения.

2. Высокий износ тепловых сетей, приводит к частым утечкам теплоносителя и снижению эффективности теплоснабжения. • Более 20% от общей протяженности участков теплосетей составляют трубопроводы со сверхнормативным сроком службы, требующие замены во время проведения очередного ремонта.

3. Недостаточная теплоизоляция. Использование неэффективной или повреждённой теплоизоляции трубопроводов увеличивает теплопотери.

4. Отсутствие современного контроля и автоматизации. Многие теплоснабжающие организации не используют средства автоматического контроля состояния трубопроводов и оборудования. Это затрудняет своевременное выявление и устранение неисправностей.

5. Занижение уровня потерь в тарифах. Реальные потери в тепловых сетях часто не полностью учитываются в тарифах, что снижает экономическую эффективность инвестиций в реконструкцию.

6. Нарушения гидравлического режима. Из-за неравномерного распределения теплоносителя возникают избыточное отопление в одних зонах и недостаточное — в других. Это приводит к неравномерному теплоснабжению и повышенным потерям.

7. Недостаток финансирования. Ограниченные бюджетные средства не позволяют своевременно проводить реконструкцию и модернизацию инфраструктуры.

8. Перерасход топлива на некоторых источниках тепловой энергии из-за несанкционированных врезок и самовольного отключения от системы централизованного теплоснабжения потребителями.

Вопросы, связанные с техническим состоянием источников тепла, становятся объектом пристального внимания на всех уровнях управления только в период подготовки к очередному отопительному сезону.

• Эксплуатация физически изношенного и морально устаревшего оборудования приводит к снижению показателей надежности, эффективности и экологической безопасности теплоисточников. Для обеспечения надежной бесперебойной работы систем теплоснабжения рекомендуется выполнение неотложных капитальных ремонтов котельного оборудования, в случае полного износа — установка новых современных водогрейных котлов с улучшенными техническими, эксплуатационными и экологическими показателями.

• Отсутствие химводоочистки в схемах котельных приводит к интенсивному образованию отложений в трубах поверхностей нагрева котлов, в трубопроводах теплосетей и в системах отопления у потребителей.

- Наличие несанкционированного разбора горячей воды из систем отопления, приводящее к нарушению гидравлического режима работы теплосети в режиме отопления; кроме того, отсутствие учета разбора воды приводит к невозможности оценки фактической эффективности работы теплоисточников в целом.

- Необходимо более подробное обследование тепловых схем котельных и режимов работы теплосетей в момент работы систем теплоснабжения.

- Отсутствие режимно-наладочных испытаний котлов не позволяет обеспечивать расчетный КПД, эффективный расход топлива и определять мероприятия для повышения экономичности и надежности работы теплоисточников.

- Необходимость модернизации существующих неэффективных тепловых схем котельных с организацией обязательных проектных решений: обводные линии котлов, соответствие характеристик основного установленного оборудования (котлов, насосов, дымососов и т.д.) подключенной тепловой нагрузке, обязательная установка обратных клапанов у сетевых и подпиточных насосов и т.д.

- Высокая себестоимость тепловой энергии в небольших системах теплоснабжения за счет высокой составляющей фонда оплаты труда основного эксплуатационного персонала.

В настоящее время ситуация с обеспечением потребителей тепловой энергией п. Байкал сложная. Связано это со значительной изношенностью тепловых сетей. Около 80% сетей теплоснабжения амортизировано и нуждаются в замене в связи с их физическим износом; наружная и внутренняя коррозия металла трубопроводов приводит к образованию свищей, тем самым увеличивается процент потерь теплоносителя, снижается надежность обеспечения теплом потребителей. Оборудование котельной физически изношено.

Котел №1, включающийся в работу только в случае аварийной остановки котла №2, нуждается в проведении капитального ремонта.

Вспомогательное оборудование котельной также изношено, работает ненадежно, требуется проведение ремонта, или полной замены.

Для уточнения объема необходимых ремонтных работ или замены оборудования необходимо проведение детального осмотра и дефектовки оборудования силами обслуживающей организации.

В системе централизованного теплоснабжения выявлены существенные недостатки, препятствующие надежному и экономичному функционированию системы.

По теплосетям котельной п. Байкал:

- Отсутствие химводоочистки приводит к интенсивному образованию отложений в трубах поверхностей нагрева котлов, в трубопроводах теплосетей и в системах отопления у потребителей.

- Сырая вода, используемая для подпитки теплосети с открытой системой ГВС, не соответствует по нормам качества воде питьевой;
- Регулирующая и предохранительная арматура в системе теплоснабжения отсутствует, что снижает надежность работы системы;
- Приборы учета по отпуску тепла не установлены.
- Основная часть тепловых сетей (80% от общей протяженности) со сроком эксплуатации 44 года, техническое диагностирование сетей с определением состояния трубопроводов по вырезкам и определением утонения стенок не выполнялись;
- Тепловые сети находятся в физически изношенном состоянии и полностью исчерпали свой ресурс;
- Теплоизоляция трубопроводов теплосетей полностью изношена, вследствие чего имеются потери тепла в окружающую среду.
- На вводах теплосетей к потребителям отсутствует возможность регулирования температуры сетевой воды.

12.2. Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).

В существующем состоянии в рассматриваемых системах теплоснабжения п. Байкал проблемы организации качественного теплоснабжения типичны для многих коммунальных систем теплоснабжения Иркутской области:

- Эксплуатация физически изношенного и морально устаревшего оборудования приводит к снижению показателей надежности, эффективности и экологической безопасности теплоисточников. Для обеспечения надежной бесперебойной работы систем теплоснабжения рекомендуется выполнение неотложных капитальных ремонтов котельного оборудования, в случае полного износа – установка новых современных водогрейных котлов с улучшенными техническими, эксплуатационными и экологическими показателями.
- Отсутствие химводоочистки в схемах котельных приводит к интенсивному образованию отложений в трубах поверхностей нагрева котлов, в трубопроводах теплосетей и в системах отопления у потребителей.
- Более 20% от общей протяженности участков теплосетей составляют трубопроводы со сверхнормативным сроком службы, требующие замены во время проведения очередного ремонта.
- Отсутствие необходимой технической документации по котельным, теплосетям, потребителям.

- Наличие несанкционированного разбора горячей воды из систем отопления, приводящее к нарушению гидравлического режима работы теплосети в режиме отопления; кроме того, отсутствие учета разбора воды приводит к невозможности оценки фактической эффективности работы теплоисточников в целом.

- Необходимо более подробное обследование тепловых схем котельных и режимов работы теплосетей в момент работы систем теплоснабжения.

- Отсутствие режимно-наладочных испытаний котлов не позволяет обеспечивать расчетный КПД, эффективный расход топлива и определять мероприятия для повышения экономичности и надежности работы теплоисточников.

- Необходимость модернизации существующих неэффективных тепловых схем котельных с организацией обязательных проектных решений: обводные линии котлов, соответствие характеристик основного установленного оборудования (котлов, насосов, дымососов и т.д.) подключенной тепловой нагрузке, обязательная установка обратных клапанов у сетевых и подпиточных насосов и т.д.

- Высокая себестоимость тепловой энергии в небольших системах теплоснабжения за счет высокой составляющей фонда оплаты труда основного эксплуатационного персонала.

В настоящее время ситуация с обеспечением потребителей тепловой энергией п. Байкал сложная. Связано это со значительной изношенностью тепловых сетей. Около 80% сетей теплоснабжения амортизировано и нуждаются в замене в связи с их физическим износом; наружная и внутренняя коррозия металла трубопроводов приводит к образованию свищей, тем самым увеличивается процент потерь теплоносителя, снижается надежность обеспечения теплом потребителей. Оборудование котельной физически изношено.

Котел №1, включающийся в работу только в случае аварийной остановки котла №2, нуждается в проведении капитального ремонта.

Вспомогательное оборудование котельной также изношено, работает ненадежно, требуется проведение ремонта, или полной замены.

Для уточнения объема необходимых ремонтных работ или замены оборудования необходимо проведение детального осмотра и дефектовки оборудования силами обслуживающей организации.

В системе централизованного теплоснабжения выявлены существенные недостатки, препятствующие надежному и экономичному функционированию системы.

По теплосетям котельной п. Байкал:

- Отсутствие химводоочистки приводит к интенсивному образованию отложений в трубах поверхностей нагрева котлов, в трубопроводах теплосетей и в системах отопления у потребителей.

- Сырая вода, используемая для подпитки теплосети с открытой системой ГВС, не соответствует по нормам качества воде питьевой;
- Регулирующая и предохранительная арматура в системе теплоснабжения отсутствует, что снижает надежность работы системы;
- Основная часть тепловых сетей (80% от общей протяженности) со сроком эксплуатации 44 года, техническое диагностирование сетей с определением состояния трубопроводов по вырезкам и определением утонения стенок не выполнялись;
- Тепловые сети находятся в физически изношенном состоянии и полностью исчерпали свой ресурс;
- Теплоизоляция трубопроводов теплосетей полностью изношена, вследствие чего имеются потери тепла в окружающую среду.
- На вводах теплосетей к потребителям отсутствует возможность регулирования температуры сетевой воды.

12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

1. Недостаток финансирования.

Муниципальные бюджеты часто не могут покрыть расходы на модернизацию и техническое перевооружение систем теплоснабжения. Систематическое тарифное недофинансирование теплоснабжающих предприятий ведёт к нарастанию износа, технологическому отставанию, аварийности и удорожанию будущей модернизации. При этом государственная политика направлена на сдерживание тарифов для населения, что усугубляет ситуацию

2. Отсутствие данных и проблемы с планированием

Отсутствуют достоверные данные о фактическом состоянии систем теплоснабжения, включая параметры сетей (местоположение, диаметры, годы прокладки, материалы изоляции и т. п.). Это затрудняет планирование ремонтов и развитие инфраструктуры. Отсутствие средств мешает проведению полноценного технического обследования объектов, сбору достоверных данных о состоянии сетей и оборудования. Без этих данных невозможно разработать эффективную схему теплоснабжения, которая бы учитывала перспективы развития поселения и потребности населения. Разработка схем теплоснабжения часто проводится формально, без учёта реальных перспектив развития поселения.

3. Проблемы с тарифообразованием

Существуют сложности с расчётом экономически обоснованных тарифов. Заниженный уровень потерь в сетях, включаемый в тарифы, преуменьшает экономическую эффективность расходов на реконструкцию. Перекрёстное субсидирование ведёт к «выжиманию» централизованных источников теплоснабжения из зон оптимальной централизации.

4. Нехватка квалифицированных кадров

Наблюдается дефицит квалифицированных специалистов, особенно на объектах теплоснабжения. Это затрудняет обслуживание и ремонт систем.

5. Низкая энергоэффективность

Устаревшие технологии производства тепловой энергии и низкая автоматизация процессов приводят к нерациональному использованию топлива и высоким удельным расходам. Низкие характеристики теплозащиты зданий также увеличивают потери тепла.

6. Финансовая неустойчивость теплоснабжающих организаций

Предприятия в сфере теплоснабжения работают в условиях отрицательной рентабельности. Это связано с неэффективным тарифным регулированием, когда тарифы не покрывают реальные затраты на содержание и обновление инфраструктуры. Накопленные долги (кредиторская и дебиторская задолженность) ещё больше усугубляют ситуацию, приближая предприятия к банкротству.

8. Низкая платёжеспособность населения

Низкая средняя зарплата и ограниченная способность населения платить за коммунальные услуги приводят к неплатежам, что усугубляет финансовое положение теплоснабжающих организаций.

12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

По причине развитой, с точки зрения логистики, транспортной инфраструктуры Портбайкальского муниципального образования, проблемы с поставками основного топлива – угля для работы системы теплоснабжения отсутствуют.

12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения

По результатам мониторинга деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций Портбайкальского муниципального образования за период 2023-2025 годы предписания надзорных органов (Ростехнадзора, органов жилищного надзора и иных уполномоченных структур) об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность систем теплоснабжения, не выдавались. Это свидетельствует о соответствии эксплуатируемых объектов требованиям промышленной и эксплуатационной безопасности.

ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1. 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 Слюдянского муниципального района в территориальных границах Портбайкальского муниципального образования (Глава 5. Мастер-план развития системы теплоснабжения муниципального образования).

Существующее потребление тепловой мощности за базовый 2025 год и перспективу до 2033 года, представлены в таблице.

Таблица 2.1. Существующие и перспективные тепловые мощности котельных

Наименование теплоисточника	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Располагаемая мощность котельных, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч.	Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто» 2025 год, Гкал/ч.	Договорная тепловая нагрузка 2025 год, Гкал/ч.	Расчетная тепловая нагрузка 2025 год, Гкал/ч	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по расчетной нагрузке
п. Байкал									
Котельная «Баранчик»	0,3	0,2	0,001	0,001	0,199	0,11	0,11	+0,09	+0,09
Котельная «Центральная»	0,7	0,5	0,05	0,063	0,45	0,36	0,25	+0,03	+0,14

Наименование теплоисточника	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Располагаемая мощность котельных, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч.	Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто» 2033 год, Гкал/ч.	Перспективная договорная тепловая нагрузка до 2033 год, Гкал/ч	Перспективная расчетная тепловая нагрузка до 2033 год, Гкал/ч	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по расчетной нагрузке
п. Байкал									
Котельная «Баранчик»	0,3	0,2	0,001	0,001	0,199	0,11	0,11	+0,09	+0,09
Котельная «Центральная»	0,7	0,5	0,05	0,063	0,45	0,36	0,25	+0,03	+0,14

2.2. ПРОГНОЗЫ ПРИРОСТОВ ПЛОЩАДИ СТРОИТЕЛЬНЫХ ФОНДОВ, СГРУППИРОВАННЫЕ ПО РАСЧЕТНЫМ ЭЛЕМЕНТАМ ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО ДЕЛЕНИЯ И ПО ЗОНАМ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С РАЗДЕЛЕНИЕМ ОБЪЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА НА МНОГОКВАРТИРНЫЕ ДОМА, ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ЖИЛЫЕ ДОМА, ОБЩЕСТВЕННЫЕ ЗДАНИЯ, ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ЗДАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ, НА КАЖДОМ ЭТАПЕ

В соответствии с п. 2 ч. 1 ПП РФ от 03.04.2022 №405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»:

«...ж) «элемент территориального деления» – территория поселения, муниципального образования или её часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;

з) «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.

Централизованное теплоснабжение осуществляется ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ».

Прогнозы объемов жилищного и общественного строительства сформированы на основании действующего на территории муниципального образования Генерального плана.

Развитие территории муниципального района планируется, прежде всего за счет строительства новых объектов жилого фонда наряду с ликвидацией ветхого и аварийного. Изменение общего объема жилого фонда на территории Слюдянского муниципального района не предполагается. Рост тепловой нагрузки связан с подключением неохваченных услугой централизованного теплоснабжения абонентов.

2.3. ПРОГНОЗЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЮ И ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ, СОГЛАСОВАННЫХ С ТРЕБОВАНИЯМИ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ, УСТАНОВЛИВАЕМЫХ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Удельные показатели теплоснабжения перспективного строительства рассчитываются исходя из:

– базового уровня энергопотребления жилых зданий с учетом требований энергоэффективности в соответствии с данными таблиц 13 и 14 СП 50.13330.2024 «Тепловая защита зданий», Приказа Министерства регионального развития Российской Федерации от 17 мая 2011 г. №224 «Об утверждении требований энергетической эффективности зданий, строений, сооружений»;

– удельных показателей теплоснабжения зданий перспективного строительства в период 2026-2041 гг. в соответствии с требованиями п. 15 Постановления Правительства РФ от 25.01.2011

г. №18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов», приказа Министерства спорта РФ от 14.01.2015 №54;

- ГОСТ Р 54954-2012 «Оценка соответствия. Экологические требования к объектам недвижимости»;

- СП 131.13330.2025 «Строительная климатология»;

- СП 42.13330.2016 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений».

Климатические параметры для расчета удельных показателей теплопотребления зданий нового строительства принимаются по СП 131.13330.2025, для существующих зданий – по РМД 23-16-2012.

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 2.2. 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 отдельностоящие	76	76	77	81	85	90	96	102	105	107	109
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

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 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. 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 2.4. 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 и 6	3	52,8	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	44,7	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	82,8	67,8	60,2	55,3	50,3	50,3

На основании приказа №58-38-пр от 17 ноября 2020 года (ред. от 07.09.2023) установлены и утверждены нормативы по отоплению (Приказ министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области)

Таблица 2.5. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов до 1999 года постройки включительно

N 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 и 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
1	Муниципальные образования Слюдянского района	1	0,0495	0,0495	0,0495
		2	0,0459	0,0459	0,0459
		3 - 4	0,0318	0,0318	0,0318
		5 - 9	0,0271	0,0271	0,0271

Таблица 2.6. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов после 1999 года постройки

N 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 и 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
1	Муниципальные образования Слюдянского района	1	0,0183	0,0183	0,0183
		2	0,0154	0,0154	0,0154
		3 - 4	0,0171	0,0171	0,0171
		5 - 9	0,0146	0,0146	0,0146

2.3. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

На момент актуализации данной работы генеральный план п. Байкал был разработан и утвержден. В данной работе использовались материалы генплана, предоставленные администрацией п. Байкал и уточненная информация по перспективе строительства.

По предоставленным данным, в ближайшие 5 лет и на весь расчетный срок схемы теплоснабжения масштабного развития п. Байкал в части строительства новых жилых и общественных зданий с централизованным теплоснабжением не предполагается. Все перспективные жилые дома индивидуальной застройки в существующих границах поселения планируется отапливать от индивидуальных источников тепловой энергии (печей, электробойлеров).

Перспективные объекты строительства, указанные в генплане поселения в рассматриваемой части п. Байкал не предполагается подключать к существующим централизованным системам теплоснабжения. Все эти здания предполагается отапливать от индивидуальных источников тепловой энергии (печи, электрообогрев).

Тепловые характеристики (расчетная нагрузка и потребление) на расчетный срок схемы теплоснабжения остаются практически без изменений.

С учетом вышесказанного на расчетный срок схемы теплоснабжения увеличения в перспективе объемов потребления тепловой энергии в рассматриваемых централизованных системах теплоснабжения не предполагается.

Тепловая нагрузка на отопление нежилых зданий различного функционального назначения определена по нормируемым удельным расходам тепловой энергии, согласно СП 50.13330.2024

«Тепловая защита зданий», а также по проектам аналогичных сооружений. На вентиляцию и горячее водоснабжение по паспортам проектов зданий аналогичных планируемым.

Расходы тепла на горячее водоснабжение определены в соответствии со СП 30.13330.2020 «Внутренний водопровод и канализация зданий». Норма расхода горячей воды с температурой 55 °С на одного жителя принята 95 л/сутки.

Таблица 2.7. Проектируемый жилищный фонд на расчетный срок до 2033 года.

Планировочные МО	Общая площадь, тыс.м ²	Население	Общая площадь, тыс.м ²	Население	Тепловые нагрузки, Гкал/час / МВт			Тепловые нагрузки, Гкал/час / МВт			Q _о +Q _{гвс} +Q _в
	Этажность	тыс. чел	Этажность	тыс. чел	Этажность			Этажность			
	1-2	1-2	2-многокв.	2-много-кв.	1-2			2-многокв.			
					Q _о	Q _{гвс}	Q _в	Q _о	Q _{гвс}	Q _в	
п. Байкал	3,1	0,13	4,5	0,20	0,27	0,04	-	0,40	0,06	-	0,76
					0,32	0,05	-	0,46	0,07	-	0,89
					0,31			0,45			
					0,36			0,53			
					0,76						
					0,89						

Таблица 2.8. Тепловые нагрузки проектируемых объектов социально-бытового обслуживания на расчетный срок до 2033 года.

Планировочные районы	Расчетная единица	Планировочные районы		
		п. Байкал		
		Тепловые нагрузки, Гкал/час /МВт		
		Q _о	Q _{гвс}	Q _в
1	2	3	4	5
Дошкольные учреждения	50 мест	0,04	0,03	0,05
		0,05	0,04	0,06
Транспортно-пересадочный узел	500м ²	0,07	0,11	0,02
		0,08	0,13	0,03
Завод	5000м ²	0,67	0,01	0,24
		0,78	0,01	0,28
Баня	10 мест	0,01	0,08	0,02
		0,01	0,10	0,03
Гостинцы	200 мест	0,27	0,13	0,01
		0,32	0,15	0,01
	120 мест	0,16	0,08	0,00
		0,19	0,09	0,01
	100 мест	0,14	0,07	0,00
		0,16	0,08	0,00
	50 мест	0,07	0,03	0,00
		0,08	0,04	0,00
Итого	75 мест	0,10	0,05	0,00
		0,12	0,06	0,00
		1,53	0,59	0,35
		1,78	0,69	0,41
		2,48		
		2,88		

Таблица 2.9. Суммарные тепловые нагрузки п. Байкал на расчетный период до 2033 года.

Наименование	Планировочные районы на расчетный срок		
	п. Байкал		
	Тепловые нагрузки Гкал/час /МВт		
	Q _о	Q _{гвс}	Q _в
Сохраняемая застройка	1,16		
	1,35		0,00
Проектируемый жилищный фонд	0,67	0,10	-
	0,78	0,11	
Проектируемые объекты СКБ	1,53	0,59	0,35
	1,78	0,69	0,41
Итого	3,36	0,69	0,35
	3,90	0,80	0,41
	4,40		
	5,11		
	4,40		
	5,11		

В п. Байкал теплоснабжение планируемой к размещению усадебной жилой застройки предполагается от индивидуальных источников теплоснабжения, работающих на твердом топливе или электроэнергии. Теплоснабжение многоквартирной жилой застройки и объектов, размещаемых в пределах существующей застройки, предусматривается за счет использования резервных мощностей существующей котельной, на которой предлагается провести реконструкцию с заменой котлов и увеличением установленной мощности. На расчетный срок установленная мощность котельной должна составлять около 3,0 Гкал/час.

2.4. 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 2.10. Прогнозы приростов спроса на тепловую мощность для централизованного теплоснабжения с разделением по видам теплопотребления, Гкал/ч

Наименование теплоисточника	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Располагаемая мощность котельных, Гкал/ч	Собственные и хозяйственные нужды, Гкал/ч.	Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Тепловая мощность «нетто» 2033 год, Гкал/ч.	Перспективная договорная тепловая нагрузка до 2033 год, Гкал/ч	Перспективная расчетная тепловая нагрузка до 2033 год, Гкал/ч	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по договорной нагрузке	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности по расчетной нагрузке
п. Байкал									
Котельная «Баранчик»	0,3	0,2	0,001	0,001	0,199	0,11	0,11	+0,09	+0,09
Котельная «Центральная»	0,7	0,5	0,05	0,063	0,45	0,36	0,25	+0,03	+0,14

2.5. 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

Приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя объектами жилья и соцкультбыта, расположенными в производственных зонах, не планируется.

2.6. 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 июля 2010 года №190-ФЗ (в ред. от 14 октября 2014 года) «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:

- органы государственной власти;
- медицинские учреждения;
- учебные заведения начального и среднего образования;
- учреждения социального обеспечения;
- метрополитен;
- 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;
- исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы;
- федеральные ядерные центры и объекты, работающие с ядерным топливом и материалами;
- объекты по производству взрывчатых веществ и боеприпасов, выполняющие государственный оборонный заказ, с непрерывным технологическим процессом, требующим поставок тепловой энергии;
- животноводческие и птицеводческие хозяйства, теплицы;
- объекты вентиляции, водоотлива и основные подъемные устройства природный газных и горнорудных организаций;
- объекты систем диспетчерского управления железнодорожного, водного и воздушного транспорта.

2.7. 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 г. №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:

- обеспечение экономической доступности услуг теплоснабжения потребителям;
- в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включаются экономически обоснованные эксплуатационные издержки;
- 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;
- необходимость выработки мер по сглаживанию ценовых последствий инвестирования (оптимальное «нагружение» цены инвестиционной составляющей);
- 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 поселении. Спрогнозировать заключение свободных долгосрочных договоров на данном этапе не представляется возможным.

2.8. 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 01.09.2010 г. № 221-э/8, 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:

- пересматриваемые ежегодно (объем оказываемых услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционной программы (ИП));

- 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).

- 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:

- тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается

- инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации;

- для первого долгосрочного периода регулирования установлены ограничения по структуре активов: доля заемного капитала - 0,3, доля собственного капитала 0,7;

- 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;

- 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;

- 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);

- 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 МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Для каждой из территорий численность населения не превышает 100000 чел., поэтому требование п. 2, абзац 2 Постановления Правительства от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (с изменениями и дополнениями) не является обязательным.

ГЛАВА 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

4.1. Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения - балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды

Балансы существующей на базовый период 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 гл.2.

4.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии

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.

У организаций ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ» отсутствует пьезометрический график, и расчет гидравлического режима. При этом обеспечивается рекомендуемый перепад давления, как у конечного, так и остальных потребителей.

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

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 теплоснабжение.

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

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

Тепловая нагрузка многочисленных абонентов современных систем теплоснабжения неоднородна не только по характеру теплоснабжения, 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 регулирование может быть автоматическим и ручным.

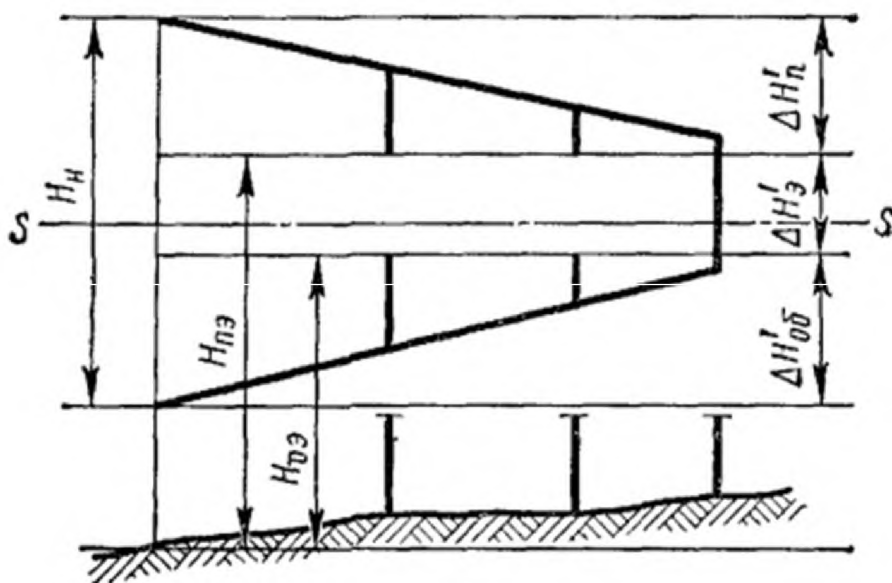


Рисунок 4.1. Пьезометрический график тепловой сети при пропорциональной разрегулировке абонентов.

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:

– отношение расчетных расходов воды на горячее водоснабжение и отопление должно быть одинаково у всех абонентов при одинаковом суточном графике водопотребления;

- 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:

- 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;

- давление воды в обратных трубопроводах тепловой сети во избежание подсоса воздуха должно быть не менее 0,05 МПа (0,5 кгс/см²);

- 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;

- 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;

- 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;

- 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°C; 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°C.

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 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 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):

- на подающем и обратном трубопроводе каждого здания или сооружения;

- 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:

- регулировать температуру теплоносителя, температуру внутри помещений в прямой зависимости от температуры наружного воздуха;
- поддерживать температуру теплоносителя в обратном трубопроводе индивидуального теплового пункта (сетевой воды возвращаемую на котельные) на одном и том же уровне в течение длительного времени.

4.3. ВЫВОДЫ О РЕЗЕРВАХ (ДЕФИЦИТАХ) СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

На источниках теплоснабжения дефицитов тепловой мощности не выявлено. Анализ приведенных в гл.2 данных показывает, что наблюдается уменьшение резерва тепловой мощности к расчётному сроку реализации схемы теплоснабжения.

ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

5.1. ОПИСАНИЕ ВАРИАНТОВ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ (В СЛУЧАЕ ИХ ИЗМЕНЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНО РАНЕЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В УТВЕРЖДЕННОЙ В УСТАНОВЛЕННОМ ПОРЯДКЕ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ)

Настоящей схемой теплоснабжения на расчётный период до 2033 года предлагаются два альтернативных варианта развития системы теплоснабжения Портбайкальского муниципального образования:

- **Вариант № 1 (базовый, приоритетный)** — модернизация существующих угольных котельных с заменой оборудования на современное, автоматизированное, с повышением КПД и снижением удельных расходов топлива.

- **Вариант № 2 (альтернативный, перспективный)** — замена угольных котельных на электрокотельные (сохранение централизованной системы), либо полный отказ от централизованного теплоснабжения и перевод всех многоквартирных домов (всеми квартирами) на индивидуальное электрическое отопление, с демонтажем внутридомовых систем и компенсацией выпадающих доходов теплоснабжающей организации.

Решение о выборе приоритетного варианта принимается администрацией Слюдянского муниципального района (заказчиком схемы) на основании следующих критериев:

Критерий выбора:

- ✓ Финансовая реализуемость: Наличие бюджетных средств, возможность привлечения внебюджетных инвестиций, концессий.
- ✓ Социальные последствия: Изменение платежей населения за отопление, доступность для всех категорий граждан.
- ✓ Техническая реализуемость: Состояние электрических сетей, возможность увеличения мощности, наличие подрядных организаций.
- ✓ Экологические эффекты: Снижение выбросов вредных веществ, соответствие природоохранному статусу территории.
- ✓ Надёжность теплоснабжения: Резервирование, устойчивость к авариям, зависимость от внешних факторов (поставки топлива, электроэнергии)
- ✓ Сроки реализации: Возможность выполнения мероприятий в заявленные этапы.

На основании представленных материалов администрация вправе:

- утвердить один из вариантов в качестве приоритетного;
- внести корректировки в предложенные мероприятия;
- принять решение о поэтапной реализации варианта (например, пилотный проект на одном МКД);
- отложить реализацию альтернативного варианта до изменения внешних условий (например, появления газа, удешевления электроэнергии, изменения тарифной политики).

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения», утверждение схемы теплоснабжения и определение её ключевых направлений развития относится к компетенции органов местного самоуправления.

Разработчик схемы теплоснабжения (ООО «НП Тэкстест-32») выполнил все необходимые расчёты и представил обоснованные варианты развития, включая альтернативные варианты электрификации теплоснабжения.

Настоящим администрация Слюдянского муниципального района:

- принимает к сведению представленные технические решения и их обоснования;
- определяет в качестве приоритетного вариант, обеспечивающий наибольшую надёжность и экономическую доступность услуг для населения, с учётом текущих условий;
- оставляет за собой право вносить изменения в утверждённую схему в порядке её актуализации при изменении внешних факторов (появление газа, изменение тарифов, реализация федеральных программ, изменение состояния электрических сетей и т.п.).

5.2. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПРИОРИТЕТНОГО ВАРИАНТА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ЦЕНОВЫХ (ТАРИФНЫХ) ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, А В ЦЕНОВЫХ ЗОНАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ - НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ЦЕНОВЫХ (ТАРИФНЫХ) ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ РЕГУЛИРУЕМЫХ ВИДОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, И ИНДИКАТОРОВ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Разработчик схемы (ООО «НП Тэкстест-32») рекомендует:

В качестве основного (базового) принять *Вариант № 1* — модернизацию существующих угольных котельных, как наиболее экономически доступный и технически реализуемый в краткосрочной перспективе.

Вариант № 2.1 (замена котельных на электрокотельные) рассматривать как долгосрочную перспективу при условии:

- значительного снижения тарифов на электроэнергию;
- увеличения пропускной способности электрических сетей;
- появления федеральных или региональных программ субсидирования перехода на электроотопление.

Вариант № 2.2 (поквартирное электроотопление) предлагается к реализации в пилотном порядке на одном МКД с последующей оценкой экономической и социальной эффективности. Окончательное решение о масштабировании принимается администрацией по результатам пилотного проекта.

Окончательное решение о выборе варианта и его реализации принимается администрацией Слюдянского муниципального района с учётом местных условий, бюджетных возможностей и социальных приоритетов.

5.3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

2 вариант развития системы теплоснабжения предлагает сравнительно большие капиталовложения с большим сроком окупаемости, что обеспечит максимальная надежность системы теплоснабжения.

Таблица 5.3. Сравнительный анализ вариантов развития централизованной системы теплоснабжения муниципального образования.

Критерий	Вариант № 1 (модернизация угольных котельных)	Вариант № 2.1 (замена котельных на электрокотельные)	Вариант № 2.2 (поквартирное электроотопление)
Необходимые инвестиции	~5,8 млн руб. (модернизация котельных и сетей)	~15–22 млн руб. (электрокотлы, ДГУ, баки, увеличение мощности)	~1,1–3,1 млн руб. на один МКД (затраты собственников и бюджета)
Источник финансирования	Бюджет + плата за подключение	Бюджет + инвестиции (возможно концессия)	Бюджет (субсидии) + средства собственников
Изменение тарифа для населения	Умеренный рост (за счёт повышения эффективности)	Рост тарифа на тепло (за счёт стоимости электроэнергии)	Рост платежей за электроэнергию (индивидуально)
Надёжность теплоснабжения	Высокая (при наличии резервного топлива)	Высокая (при наличии ДГУ и баков- аккумуляторов)	Зависит от стабильности электросетей (резерв не предусмотрен)
Экологический эффект	Снижение выбросов, но сохранение угля	Полное отсутствие выбросов (электроэнергия)	Полное отсутствие выбросов
Зависимость от внешних поставок	Зависимость от поставок угля	Зависимость от стабильности электроэнергии	Зависимость от стабильности электроэнергии
Социальный аспект	Сохранение привычной системы	Сохранение централизованной системы, но рост платежей	Индивидуальный комфорт, возможность экономии при ночном тарифе
Срок окупаемости	5–7 лет	8–12 лет (за счёт экономии на топливе)	3–8 лет (за счёт снижения платежей)
Юридическая сложность	Минимальная	Средняя (требуется согласование с сетевой организацией)	Высокая (требуется 100% согласие собственников)
Возможность поэтапной реализации	Да	Да (по котельным)	Да (по МКД)

ГЛАВА 6. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

6.1. РАСЧЕТНАЯ ВЕЛИЧИНА НОРМАТИВНЫХ ПОТЕРЬ (В ЦЕНОВЫХ ЗОНАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ - 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 6.1. Технологические потери при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям

Наименование участка	Диаметр трубопровода, d_y , мм	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	Удельный объем воды трубопровода i -го диаметра, V_i , м ³ /км	Материальная характеристика участков
п. Байкал	32	23	0,0368	1,472
	49	6	0,0144	0,588
	57	133	0,3724	15,162
	76	258	2,0124	39,216
	108	396	6,336	85,536

6.2. МАКСИМАЛЬНЫЙ И СРЕДНЕЧАСОВОЙ РАСХОД ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ (РАСХОД СЕТЕВОЙ ВОДЫ) НА ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ КАЖДОГО ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, РАССЧИТЫВАЕМЫЙ С УЧЕТОМ ПРОГНОЗНЫХ СРОКОВ ПЕРЕВОДА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ПОДКЛЮЧЕННЫХ К ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), НА ЗАКРЫТУЮ СИСТЕМУ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Система теплоснабжения (горячего водоснабжения) на территории Портбайкальского муниципального образования открытая.

Теплоноситель в системе теплоснабжения предназначен как для передачи теплоты, так и для горячего водоснабжения.

В таблице представлены расходы расчетных утечек теплоносителя на котельной.

Таблица 6.2. Характеристики систем подпитки теплосетей

№	Система	Водоисточник	Жесткость, <i>мг-экв/л</i>	Факт. расходы		G расч. <i>м³/год</i>
				<i>м³/год</i>	<i>м³/Гкал</i>	
п. Байкал						
1	Котельная «Баранчик»	Водозабор «Баранчик»	3,2	1098	3.03	51
2	Котельная «Центральная»	Водозабор «Центральная»	3,2	1782	3.66	200

Таблица 6.3. Балансы теплоносителя, т/ч

№	Система	Расчетная подпитка теплосети				Дебет воды
		нужды ГВС	утечки в сетях	утечки в зданиях	Всего	
п. Байкал						
1	Котельная «Баранчик»	0.00	0.001	0.008	0.008	>1
2	Котельная «Центральная»	0.00	0.014	0.018	0.033	>1

Таблица 6.4. Расчетные расходы подпиточной воды сетей отопления

№	Система	Максимальные, т/ч	Средние, т/ч	Годовые, т/год
п. Байкал				
1	Котельная «Баранчик»	0.01	0.01	51
2	Котельная «Центральная»	0.03	0.03	200

При составлении выше представленных балансов теплоносителя не учитывался несанкционированный разбор воды из систем отопления. Поэтому по факту подпитка теплосетей вероятно будет больше.

Для компенсации суточной неравномерности расходов воды, разбираемой из систем отопления, в целях обеспечения надежного бесперебойного теплоснабжения потребителей, необходимо наличие в котельных неснижаемого запаса воды в аккумуляторных баках (баках запаса).

6.3. СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ

В Портбайкальском муниципальном образовании баки-аккумуляторы представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5. Баки-аккумуляторы для ГВС

Станц. номер	Назначение	Объём, м³	Место установки	Год установки	Состояние	Примечание
п. Байкал						
Кот. «Центральная»						
	запас воды	1.7	помещение	2012	рабочий	Заменен в 2012 г.
Кот. «Баранчик»						
	запас воды	24	помещение	1970	рабочий	

6.4. НОРМАТИВНЫЙ И ФАКТИЧЕСКИЙ (ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО И АВАРИЙНОГО РЕЖИМОВ) ЧАСОВОЙ РАСХОД ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В муниципальном образовании 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 независимой схеме присоединения систем отопления потребителей и закрытой схеме присоединения систем горячего водоснабжения через индивидуальные тепловые пункты.

Тепловые узлы существующих потребителей должны быть реконструированы с установкой теплообменного оборудования для создания закрытого контура водоснабжения. При невозможности выполнения реконструкции предполагается отказаться от централизованного горячего водоснабжения и использовать индивидуальные электрические водонагреватели.

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

6.5. СУЩЕСТВУЮЩИЙ И ПЕРСПЕКТИВНЫЙ БАЛАНС ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И ПОТЕРЬ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ С УЧЕТОМ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Водоподготовительные установки на котельных отсутствуют.

Таблица 6.6. Расчетный и перспективный баланс теплоносителя

Источник централизованного теплоснабжения	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Объем теплоносителя в системе теплоснабжения, м ³	Нормируемая утечка теплоносителя, м ³ /год	Производительность установки водоподготовки, м ³ /час
Базовый 2025 год				
п. Байкал				
Котельная «Баранчик»	0.2	6,934	0,008	-
Котельная «Центральная»	0.5	16.538	0,029	-

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

Таблица 6.7. Расчетный и перспективный объем теплоносителя необходимый для подпитки сети в аварийном режиме (без учета ГВС)

Наименование участка	Диаметр трубопровода, d_y , мм	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	Удельный объем воды трубопровода i -го диаметра, V_i , м ³ /км	Материальная характеристика участков	Аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной воды, м ³ /час
п. Байкал	32	23	0,0368	1,472	0,0007
	49	6	0,0144	0,588	0,0003
	57	133	0,3724	15,162	0,0074
	76	258	2,0124	39,216	0,0402
	108	396	6,336	85,536	0,1267
		816	8,772	141,974	0,1754

ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

7.1. ОПИСАНИЕ УСЛОВИЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПОКВАРТИРНОГО ОТОПЛЕНИЯ

На основании выполненного обследования существующих систем теплоснабжения, анализа их работы и внешних условий функционирования, можно сделать следующие основные выводы по существующему состоянию систем теплоснабжения:

- для небольших котельных с ручными котлами отмечается низкая производительность труда и высокие удельные затраты труда (зарплата составляющая) на производство тепла;
- тепловые мощности рассматриваемых котельных небольшие и это не позволяет эффективно использовать механизированные и автоматизированные системы в этих теплоисточниках;
- в рассматриваемых котельных используются неэффективные ручные котлы, что приводит к значительным удельным расходам топлива, а при его высокой цене, - к значительным затратам на топливо;
- в системах локальные сети выполнены с большим запасом, сетевые насосы также имеют завышенные (в 2, 3 раза и более относительно нормы) характеристики, что приводит к завышенным расходам воды в сетях и к перерасходу электроэнергии;
- все указанные выше обстоятельства приводят к высокой себестоимости вырабатываемой тепловой энергии, в стоимости которой наибольшую относительную долю имеют затраты на оплату труда.

Представленный выше анализ и выводы по рассматриваемым системам теплоснабжения указывают на то, что в системах необходимо проведение текущих и (или) капитальных ремонтов, направленных на восстановление работоспособности систем и повышение их эффективности работы.

Мероприятия и затраты на их реализацию:

- Мероприятия по модернизации существующих теплоисточников (котельные «Баранчик», «Центральная») в целях снижения потребления топливно-энергетических ресурсов;
- Мероприятия по замене угольных котельных на электрокотельные.
- Мероприятия по переводу многоквартирных жилых домов на индивидуальные внутриквартирные электрические отопительные приборы.

Реализация представленных мероприятий по системам теплоснабжения обеспечит повышение качества и надёжности теплоснабжения п. Байкал за счёт снижения (исключения) существующих технических и технологических проблем и повышения эффективности работы системы теплоснабжения.

Мероприятия по модернизации существующих теплоисточников (котельные «Баранчик», «Центральная») в целях снижения потребления топливно-энергетических ресурсов

Мероприятия направлены на повышение энергетической эффективности работы котельных «Баранчик» и «Центральная», снижение удельных расходов топлива и электрической энергии, а также на повышение надёжности и качества теплоснабжения потребителей.

Модернизация источников тепловой энергии является ключевым элементом для достижения целей, установленных Федеральным законом № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности», и направлена на устранение выявленных проблем, описанных в Главе 12 обосновывающих материалов:

- Высокий износ основного и вспомогательного оборудования.
- Низкий КПД котлов (паспортный 60%, фактический может быть ниже).
- Перерасход котельно-печного топлива.
- Отсутствие систем химводоподготовки и автоматического управления.
- Высокая доля затрат на оплату труда из-за ручного обслуживания.

Цели и задачи модернизации

Основной целью модернизации является снижение потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) при производстве и передаче тепловой энергии.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

Повышение КПД котельных установок путем замены морально и физически устаревших котлов на современные автоматизированные твердотопливные котлы.

Оптимизация гидравлических и тепловых режимов работы тепловых сетей и котельного оборудования.

Снижение потерь тепловой энергии при ее производстве и транспортировке.

Внедрение систем автоматизации технологических процессов для точного поддержания температурного графика и оптимизации процесса горения.

Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды котельных за счет замены насосного и тягодутьевого оборудования на энергоэффективное.

Подготовка инфраструктуры к перспективной газификации.

Перечень мероприятий по котельной «Центральная» (п. Байкал, ул. Вокзальная, 4А)

№ п/п	Мероприятие	Текущее состояние	Предлагаемое решение	Ожидаемый эффект
1	Замена водогрейных котлов	2 шт. КВр-0.4 (1970 г.в., износ > 80%, КПД пасп. 60%). Загрузка ручная, работа нестабильная, частые остановки на чистку.	Демонтаж существующих котлов. Установка 2-х новых автоматизированных водогрейных угольных котлов с КПД не менее 84-86%	Снижение удельного расхода топлива на 20-25%. Снижение выбросов вредных веществ. Сокращение ручного труда, повышение надежности работы.
2	Автоматизация процесса горения	Отсутствует. Управление ручное, что приводит к недожогу топлива и перерасходу.	Оснащение котлов автоматическими системами управления процессом горения (регулирование подачи топлива и воздуха в зависимости от температуры теплоносителя на выходе и содержания кислорода в дымовых газах). Ориентировочно стоимость работ 1 320,48 тыс. руб.	Оптимизация процесса сжигания топлива, повышение КПД, снижение выбросов СО и сажи.

Модернизация вспомогательного оборудования:

1. Замена сетевых насосов. В настоящее время в работе 3 шт. К45/30 (мощность 7,5 кВт каждый).

2. Замена дымососов и вентиляторов.

В настоящее время в работе Дымосос Zota D=250мм, ВЦ 14-46 №2,5. Часть оборудования устарела, низкий КПД.

4. Внедрение системы химводоочистки.

В настоящее время отсутствует. Сырая вода с жесткостью 3,2 мг-экв/л используется для подпитки. Это приводит к интенсивному образованию накипи на поверхностях нагрева котлов и снижению теплопередачи. Установка станции умягчения воды (ионообменные фильтры с солевым

баком) или дозирование реагентов. Предотвращение образования накипи. Увеличение межремонтного пробега котлов. Снижение тепловых потерь в котлах и теплосетях.

5. Реконструкция газоходов и системы золоудаления.

В настоящее время: высокое аэродинамическое сопротивление, неэффективная очистка дымовых газов. Монтаж современных батарейных циклонов (например, типа БЦ) для улавливания твердых частиц. Реконструкция газоходов для снижения сопротивления. (Запланировано в утвержденной части: работы на сумму 1320,48 тыс. руб.). Увеличение тяги, уменьшение загрязнения атмосферы, повышение срока службы дымовой трубы.

5. Установка узла коммерческого учета тепловой энергии.

ПУ на котельной есть, но требует регулярной поверки и обслуживания. Поверка и техническое обслуживание существующих ПУ (ТЭМ-104-М4). Обеспечение их бесперебойной работы в качестве коммерческих. Точный учет выработки тепловой энергии, основа для тарифной политики и контроля за потерями.

Котельная «Центральная» является основным источником теплоснабжения поселка. Модернизация данного объекта позволит получить максимальный энергосберегающий эффект.

Котельная «Баранчик» имеет меньшую мощность, но также подлежит модернизации для повышения ее энергоэффективности.

Замена котельного оборудования Котельной «Баранчик»

№ п/п	Мероприятие	Текущее состояние	Предлагаемое решение	Ожидаемый эффект
1	Замена водогрейного котла	1 шт. КВр-0,35 (КПД пасп. 60%, загрузка ручная, износ высокий).	Демонтаж существующего котла. Установка 1-го нового автоматизированного котла меньшей мощности (с учетом фактической нагрузки 0,11 Гкал/ч), например, КВр-0,2 или КВм-0,2, с КПД не менее 85% и автоматической подачи топлива.	Снижение удельного расхода топлива. Исключение работы котла с недогрузкой, повышение его КПД. Сокращение ручного труда.
2	Реконструкция системы золоудаления	Отсутствует, что приводит к загрязнению атмосферы и снижению эффективности.	Монтаж золоуловителя (например, ЗУ-1-1) на дымовой тракт. Ремонт газоходов. Ориентировочно стоимость работ 215,0 тыс. руб.).	Снижение выбросов твердых частиц в атмосферу.

Общие для всех систем малозатратные мероприятия, рекомендуемые к реализации при любом варианте развития:

- Восстановление (установка новых) штатных средств измерений и контроля технологических параметров работы основного оборудования;

- Повышение уровня квалификации эксплуатирующего персонала котельных;
- Составление исполнительных (оперативных) схем теплоисточников и тепловых сетей;
- Проведение наладки режимов работы котлов, тепловых схем котельных и тепловых сетей.

Капитальные вложения по данному мероприятию - 1 535,48 тыс. руб.

В том числе:

- котельная «Баранчик» – 215,0 тыс. руб.
- котельная «Центральная» – 1 320,48 тыс. руб.

Мероприятия по замене угольных котельных на электрокотельные

Данное мероприятие реализуется при сохранении централизованной системы теплоснабжения.

Мероприятие включает демонтаж существующих угольных котлов и установка модульных электрокотельных установок (ЭКУ) на базе существующих котельных «Центральная» и «Баранчик».

Централизованная система теплоснабжения (тепловые сети, распределение по потребителям) сохраняется.

Теплоноситель- Вода (закрытая система).

Электрокотлы нагревают сетевую воду до требуемой температуры по температурному графику 75/60 °С.

Суммарная установленная мощность электрокотлов — ~0,7 МВт (с учётом резервирования оборудования).

Для обеспечения надёжности предусматривается:

- установка не менее 2-х электрокотлов (рабочий + резервный);
- наличие автономного дизель-генератора (ДГУ) мощностью не менее 1 МВт для работы в аварийных режимах (на время до 72 часов);
- установка буферных баков-аккумуляторов тепла (общим объёмом не менее 20–30 м³) для обеспечения тепловой инерции при кратковременных отключениях электроэнергии.

Требуется увеличение выделенной электрической мощности на котельные (согласование с сетевой организацией, замена вводных устройств, при необходимости — реконструкция ТП).

Мероприятия по переводу многоквартирных жилых домов на индивидуальные внутриквартирные электрические отопительные приборы

Мероприятие предусматривает полный переход на поквартирное электрическое отопление (отказ от централизованной системы).

Полная ликвидация централизованного теплоснабжения путём демонтажа тепловых сетей и внутридомовых систем отопления. Каждая квартира оснащается индивидуальным электрическим котлом или конвекторами.

Условия реализации — получение 100% согласия всех собственников помещений в каждом МКД;

— разработка проектной документации на реконструкцию каждого МКД;

— модернизация электрических сетей МКД (увеличение выделенной мощности);

— разработка механизма компенсации выпадающих доходов теплоснабжающей организации;

— внесение изменений в технические паспорта МКД.

Администрация Слюдянского муниципального района, на основании представленных разработчиком материалов, определяет приоритетный вариант развития системы централизованного теплоснабжения.

В текущих условиях (отсутствие природного газа, недоступность биотоплива, ограниченные бюджетные средства) мероприятие по модернизации угольных котельных рассматривается как наиболее реалистичный и экономически доступный, обеспечивающий управляемое повышение надёжности и эффективности при минимальных единовременных затратах.

Мероприятия по замене угольных котельных на электрокотельные, либо отказ от централизованной системы теплоснабжения-перевод многоквартирных жилых домов на индивидуальные внутриквартирные электрические отопительные приборы, предлагается к рассмотрению как перспективное направление, которое может быть реализовано при:

- появлении государственных программ субсидирования электрификации отопления;
- снижении тарифов на электроэнергию (в том числе введение специальных льготных тарифов для отопления);
- увеличении пропускной способности электрических сетей;
- наличии внебюджетных инвестиций (в том числе в рамках концессионных соглашений).

7.2. ОПИСАНИЕ ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ, СВЯЗАННОЙ С РАНЕЕ ПРИНЯТЫМИ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РЕШЕНИЯМИ ОБ ОТНЕСЕНИИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ К ГЕНЕРИРУЮЩИМ ОБЪЕКТАМ, МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ ПОСТАВЛЯЕТСЯ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

На территории Портбайкальского муниципального образования отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

7.3. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ И КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ СЛУЧАЕВ ОТНЕСЕНИЯ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБЪЕКТА К ОБЪЕКТАМ, ВЫВОД КОТОРЫХ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К НАРУШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ПРИ ОТНЕСЕНИИ ТАКОГО ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБЪЕКТА К ОБЪЕКТАМ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ КОТОРЫХ ПОСТАВЛЯЕТСЯ В ВЫНУЖДЕННОМ РЕЖИМЕ В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В СООТВЕТСТВУЮЩЕМ ГОДУ ДОЛГОСРОЧНОГО КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА МОЩНОСТИ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) НА СООТВЕТСТВУЮЩИЙ ПЕРИОД), В СООТВЕТСТВИИ С МЕТОДИЧЕСКИМИ УКАЗАНИЯМИ ПО РАЗРАБОТКЕ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

На территории Портбайкальского муниципального образования отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

7.4. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК, ВЫПОЛНЕННОЕ В ПОРЯДКЕ, УСТАНОВЛЕННОМ МЕТОДИЧЕСКИМИ УКАЗАНИЯМИ ПО РАЗРАБОТКЕ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, предложения по новому строительству генерирующих мощностей с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения теплоснабжения потребителей возможны только в случае утвержденных решений по строительству генерирующих мощностей в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергии».

В данных программах перспективного развития, строительство нового источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории муниципального образования не предусматривается. Базовым проектом Схемы теплоснабжения, размещение источников комбинированной выработки на территории Портбайкальского и Портбайкальского муниципального образования не предусматривается.

7.5. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК, ВЫПОЛНЕННОЕ В ПОРЯДКЕ, УСТАНОВЛЕННОМ МЕТОДИЧЕСКИМИ УКАЗАНИЯМИ ПО РАЗРАБОТКЕ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

На территории Портбайкальского муниципального образования отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

7.6. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПЕРЕОБОРУДОВАНИЮ КОТЕЛЬНЫХ В ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИЕ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ

**ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, С ВЫРАБОТКОЙ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ В
ОТНОШЕНИИ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, НА БАЗЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ И
ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК**

Базовым проектом Схемы теплоснабжения Портбайкальского муниципального образования, размещение источников комбинированной выработки на территории не предусматривается.

**7.7. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ
КОТЕЛЬНЫХ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ЗОНЫ ИХ ДЕЙСТВИЯ ПУТЕМ ВКЛЮЧЕНИЯ В НЕЕ ЗОН
ДЕЙСТВИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Реконструкция котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зоны действия, существующих источников тепловой энергии не предусматривается.

**7.8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРЕВОДА В ПИКОВЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ
КОТЕЛЬНЫХ ПО ОТНОШЕНИЮ К ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ,
ФУНКЦИОНИРУЮЩИМ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Перевод котельной в пиковый режим по отношению к источникам энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не предусматривается.

**7.9. 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 муниципальном образовании источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией.

**7.10. 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 не предусматривается.

**7.11. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНАХ
ЗАСТРОЙКИ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ 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 (четырёх этажей), планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;

5. Промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление природного газа;

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.

7.12. ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ И ПРИСОЕДИНЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В КАЖДОЙ ИЗ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Схемой предусмотрено подключение существующей и перспективной застройки, а также генеральным планом предусмотрено дальнейшее увеличение жилищного фонда. Результаты расчетов отражены в таблице гл.2.

7.13. АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ВВОДА НОВЫХ И РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, А ТАКЖЕ МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА

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.

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 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.

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°C 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 электрокотельных 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 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).

7.14. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОНАХ НА ТЕРРИТОРИИ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, предложения по организации теплоснабжения в производственных зонах выполняются в случае участия источника теплоснабжения, расположенного на территории производственной зоны, в теплоснабжении жилищной сферы.

По положению на базовый 2025-2026 г. 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.

7.15. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАДИУСА ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Согласно ФЗ 190 от 27.07.2010 г., «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:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- 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:

- Котельные, осуществляющие теплоснабжение 1 потребителя;
- Котельные, вырабатывающие тепловую энергию исключительно для собственного потребления;
- 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 соответствие 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 источников теплоснабжения 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 7.1. Эффективный радиус теплоснабжения источников

Источник энергии	Площадь, км ²	Нагрузка, Гкал/ч	Π, Гкал/ч*км.кв.	B, аб./кв.км	Rопт, км	Rмакс, км
Котельная «Баранчик»	0,0024	0.2	0,00017	3333,3	74,2	77,9
Котельная «Центральная»	0,0123	0.5	0,00615	81,3	192,1	201,7

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

8.1. 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)

На основании проведенного обследования систем централизованного теплоснабжения п. Байкал и вариантов их развития, представленных в разделе 6 настоящей Схемы среди возможных мероприятий по реконструкции тепловых сетей, к реализации рекомендуются мероприятия по перекладке ветхих участков тепловых сетей.

Диаметры трубопроводов сетей отопления выбирались на основании проектного гидравлического расчета для каждого из вариантов. Гидравлические расчёты участков тепловых сетей показали, что строительства дополнительных насосных станций и других специальных сооружений на теплосетях необязательно. В существующем состоянии участков с заниженной пропускной способностью нет.

При рассмотрении Схемы предполагается, что существующие (или вновь вводимые при их необходимости) сетевые насосы обеспечат необходимые расчётные (проектные) гидравлические режимы работы тепловых сетей в зонах действия каждой из рассматриваемых систем теплоснабжения.

Перечень реконструируемых участков тепловых сетей и затраты на их прокладку (перекладку) содержатся в *табл. 7.1.*

Общие затраты на перекладку ветхих участков тепловых сетей составят, всего 4 2292,0 тыс. руб, в т.ч.: «Центральная» - 4 292,0 *тыс.руб.*

Таблица 8.1. Предложение по реконструкции тепловых сетей

Начало	Конец	Год реконст	Тип прокладки	Ду_сущ, мм	Ду проект, мм	Длина, м	Уд. стоим. тыс. руб/кв м	Затраты тыс.руб.
перекладываемые участки:						517		4292
«Центральная»						517		4292
Кот. Центральная	#177	1976	непр	100	100	2	10126	21
#177	В/6	1970	непр	50	50	30	6488	195
#177	Пожарная часть	1970	непр	70	70	82	7421	609
Пожарная часть	В/10	1970	непр	50	50	15	6488	97
#177	Магазин	1970	непр	100	100	100	10126	1011
Магазин	#267	1970	непр	100	100	111	10126	1129
В/3	#267	1970	непр	50	50	8	6488	52
#267	#215	1970	непр	70	70	43	7421	317
#215	В/5	1970	непр	50	50	10	6488	68
#215	#218	1970	непр	70	70	39	7421	291
#218	В/7	1970	непр	70	70	12	7421	90
#218	В/9	1970	непр	50	50	64	6488	414

8.2. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОД ЖИЛИЩНУЮ, КОМПЛЕКСНУЮ ИЛИ ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ЗАСТРОЙКУ ВО ВНОВЬ ОСВАИВАЕМЫХ РАЙОНАХ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Предусматривается строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

8.3. 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

Строительство тепловых сетей, для обеспечения возможности поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения не требуется.

8.4. 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.

8.5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

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, предусматриваются варианты мероприятий по строительству, реконструкции и модернизации сетей в 2 Вариантах:

1 Вариант развития теплоснабжения

- Ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа

2 Вариант развития теплоснабжения

- Строительство новых сетей теплоснабжения к существующим потребителям
- Строительство новых сетей теплоснабжения к перспективным потребителям
- Ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа

Реконструкция тепловых сетей включает:

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.

Схемой рекомендуется замена тепловой сети от котельной «Центральная» до здания ВСРП, материал труб полипропилен, в старых лотках с обустройством новых крышек для лотков – протяженность сети 128,6 м. Стоимость проведения работ определяется после разработки и утверждения проектно-сметной документации.

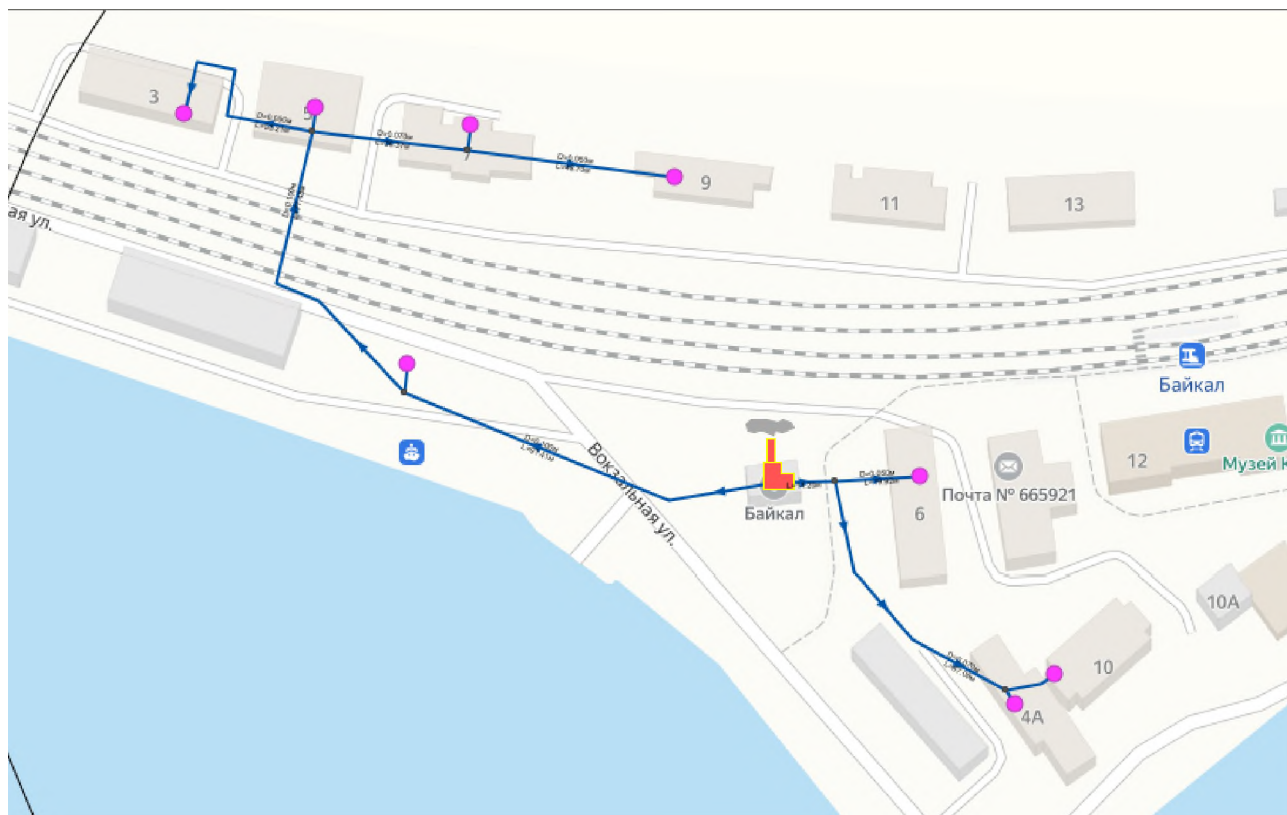


Рисунок 8.1. Замена тепловой сети от котельной «Центральная» до здания ВСРП – протяженность сети 128,6 м.

8.6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ДИАМЕТРА ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

Требуется реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки требуется.

8.7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ПОДЛЕЖАЩИХ ЗАМЕНЕ В СВЯЗИ С ИСЧЕРПАНИЕМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РЕСУРСА

Схемой предлагается капитальный ремонт по замене существующих участков тепловой сети, в связи с истечением эксплуатационного ресурса.

Диаметры трубопроводов сетей отопления выбирались на основании проектного гидравлического расчета для каждого из вариантов. Гидравлические расчёты участков тепловых сетей показали, что строительства дополнительных насосных станций и других специальных сооружений на теплосетях необязательно. В существующем состоянии участков с заниженной пропускной способностью нет.

При рассмотрении Схемы предполагается, что существующие (или вновь вводимые при их необходимости) сетевые насосы обеспечат необходимые расчётные (проектные) гидравлические режимы работы тепловых сетей в зонах действия каждой из рассматриваемых систем теплоснабжения.

Одной из проблем в системе ГВС является низкий напор горячей воды у потребителей МКД. Для решения данной проблемы необходимо провести следующие мероприятия:

1. Провести обследование внутри домовой системы ГВС в МКД.

Сначала нужно понять, где именно причина.

✓ если слабый напор только в одном кране – скорее всего, дело во внутриквартирной системе: засор аэратора, смесителя, фильтра грубой очистки, воздушная пробка или неправильно настроенный редуктор.

✓ если напор слабый во всех кранах, и у соседей тоже – проблема, вероятнее всего, в общедомовых коммуникациях: засор стояка, неисправность насоса, воздушная пробка в трубах, проблема на вводе в дом или в центральном тепловом пункте (если система закрытая).

2. Проведение диагностики системы ГВС.

Провести замер давления, лучше всего использовать манометр (его подключают к трубе на входе в квартиру, до счётчика, но после фильтров грубой очистки и обратных клапанов).

3. После установления причины и замера давления, необходимо провести следующие мероприятия:

✓ в квартире: прочистка фильтров, аэратора, смесителя, замена изношенных элементов.

✓ в общедомовых сетях: прочистка засорившихся участков стояка, замена участков труб (если есть сильный износ), обслуживание или ремонт насосов, устранение воздушных пробок, восстановление циркуляции.

✓ на уровне системы: если проблема в центральном узле (например, недостаточная мощность насоса или завоздушивание контура), могут потребоваться более масштабные работы.

8.8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

Строительство повысительных насосных станции (ПНС) на территории муниципальных образований не требуется.

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

9.1. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ТИПАМ ПРИСОЕДИНЕНИЙ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИХ УСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ (ИЛИ ПРИСОЕДИНЕНИЙ АБОНЕНТСКИХ ВВОДОВ) К ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИМ ПЕРЕВОД ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ПОДКЛЮЧЕННЫХ К ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), НА ЗАКРЫТУЮ СИСТЕМУ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Мероприятия по переводу ГВС на закрытую схему по принадлежности объектов реконструкции делятся на группы.

Первая группа включает мероприятия по источникам, ЦТП и тепловым сетям, находящимся на балансе ТСО. Финансирование этих мероприятий возможно за счет собственных средств предприятий с частичным привлечением бюджетных средств.

Вторая, основная и наиболее дорогостоящая группа включает комплекс мероприятий в зданиях, принадлежащих в большинстве своем собственникам жилья. Эта группа мероприятий включает реконструкцию или устройство новых ИТП с установкой теплообменников ГВС, автоматизацией и обеспечением электроснабжения ИТП не ниже 2-й категории надежности. Помимо реконструкции тепловых вводов в зданиях необходима замена внутридомовых систем ГВС с применением труб из не коррозионных материалов. Федеральным законом от 07.12.2011 №416-ФЗ "О водоснабжении и водоотведении» предусматривается включение программ по переводу на закрытую схему ГВС в инвестиционные программы ТСО, при использовании источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей от которых осуществляется ГВС, с соответствующим учетом затрат на финансирование в составе тарифов в сфере теплоснабжения. Очевидно, что это приведет к очень резкому возрастанию тарифа на тепловую энергию для населения. Что касается финансирования указанной группы мероприятий со стороны собственников жилья, - примеры такого финансирования отсутствуют и маловероятно, что появятся в ближайшем будущем. Сложность изыскания финансовых средств на модернизацию общедомового имущества собственников квартир МКД, сложность подготовительных работ по согласованию с собственниками жилья модернизации тепловых пунктов из средств фонда капитального ремонта общего имущества МКД (этот источник финансирования указан в Схеме теплоснабжения) делают финансирование проектов по массовому закрытию ГВС практически не выполнимой задачей.

Третья группа проектов относится к сетям наружного водоснабжения, так как переход на закрытые системы ГВС в общем случае может быть связан с необходимостью увеличения пропускной способности водопроводных вводов. Это требует межотраслевого финансирования и межотраслевой синхронизации работ, механизмы для которых также отсутствуют в настоящее время.

Целью перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения является обеспечение высокого качества и безопасности ГВС, что зачастую не обеспечивается в открытых системах теплоснабжения. Однако нередко можно встретить открытые системы теплоснабжения с высоким качеством ГВС, для которых планирование значительных инвестиций в закрытие систем является совершенно излишним.

На территории Портбайкальского муниципального образования присутствует открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения).

В соответствии с п. 10. ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»:

с 1 января 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 газовые бойлеры для обеспечения ГВС;

2) Посредством прокладки тепловой сети в четырехтрубном исполнении.

Переход на закрытую схему ГВС посредством установки ИТП у потребителей признан нецелесообразным, поскольку в существующих и проектируемых многоквартирных домах не предусмотрены подвальные помещения. Кроме того, может потребоваться реконструкция системы холодного водоснабжения и электроснабжения что так же существенно увеличивает затраты на мероприятия по переходу на закрытую схему ГВС.

Переход на закрытую систему теплоснабжения возможен 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 газовые бойлеры для обеспечения ГВС. Так как протяженность тепловых сетей достаточно велика, то прокладка тепловых сетей в четырехтрубном исполнении повлечет за собой большие финансовые затраты. Более

целесообразен постепенный переход на закрытую схему ГВС путем установки индивидуальных тепловых пунктов в малоэтажных, среднеэтажных жилых домах и общественных зданиях.

Мероприятия по каждому потребителю (зданию), необходимые для обеспечения перевода на закрытую схему ГВС включают в себя:

1. Составление пообъектных технических решений и формирование проектно-сметной документации (принято в соответствии с усредненными предложениями проектных организаций 10÷15% от суммарной стоимости ИТП + внутренних коммуникаций);

2. Мероприятия по подготовке помещений для проведения строительно-монтажных работ (ликвидация подтоплений, очистка техподполья от мусора);

3. Закупка оборудования, принятая в соответствии с ценами производителя,

4. Доставка оборудования, принятая в соответствии с п. 4.60 МДС81-35.2004

5. «Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации»;

6. Реконструкция внутридомовой разводки коммуникаций. Прогноз по данной статье затруднителен, ввиду отсутствия общедоступных проектов-аналогов, а также сметных нормативов. В настоящем расчете предусматривается усредненная оценка о стоимости систем в размере 15% от стоимости оборудования ИТП. При этом на этапе составления проектной документации в домах с несколькими ИТП необходимо включить в смету дополнительные трубопроводы ГВС от одного ИТП, в котором будет осуществляться подготовка горячей воды на весь дом;

7. Выполнение строительно-монтажных и пусконаладочных работ (принято в соответствии с усредненными предложениями проектных организаций 30÷60% от суммарной стоимости ИТП + внутренних коммуникаций).

Для оценки капитальных вложений в проекты реконструкции существующих ИТП применен метод аналогов, с учетом коммерческих предложений организаций-производителей теплотехнического оборудования.

Ниже представлена сравнительная оценка вариантов закрытия ГВС с применением типовых ИТП по 2 вариантам:

- с применением теплообменных аппаратов JAD;

- с применением теплообменных аппаратов ТТАИ.

Цены на установку оборудования в многоквартирных домах ранжированы по следующим категориям:

- многоквартирные дома с количеством подъездов более 1, с учетом применения 1 узла подготовки ГВС на весь дом;

- многоквартирные одноподъездные дома с 1 ИТП;
- многоквартирные дома, где планируется к установке одноступенчатая схема.

Одноступенчатая схема применяется при очень малых ($\leq 0,2$) или очень больших значениях коэффициента (≥ 1). В остальных случаях рекомендуется использовать двухступенчатую схему.

Чрезмерная категоричность и не результативность существующих требований перехода на закрытую систему теплоснабжения уже осознана научно-технической общественностью.

Повсеместный категоричный запрет на использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения с 1 января 2023 года вызывает массу вопросов: это и сжатые сроки реализации мероприятий, и значительная потребность в инвестициях при очевидном отсутствии окупаемости мероприятий, и неопределенность источников финансирования, и отношения собственности, и увеличение финансовой нагрузки на потребителей горячей воды. Браться за решение всего этого комплекса задач логично только на основании результатов оценки базового состояния систем ГВС и обеспечиваемого ими фактического качества горячей воды.

Правила горячего водоснабжения, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 29.07.2013 г. №642, предусматривают, что органы местного самоуправления принимают решение о прекращении горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) после тщательного обследования и обоснования выбранного способа.

Абонент, подключенный к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), в отношении которого принято решение, вправе до 1 ноября года, в котором принято указанное решение, направить в орган местного самоуправления свои предложения о переходе. При этом государство законодательно закрепило приоритет систем централизованного теплоснабжения. Таким образом, на сегодняшний день существуют только общие требования прекращения использования открытых систем теплоснабжения, но отсутствуют четкие и конкретные указания порядка реализации программ перехода на закрытые системы ГВС, источниках и схемах их финансирования.

Это привело к тому, что требования законодательства по переходу на закрытые схемы ГВС практически нигде не реализуются. В Схемах теплоснабжения определяются перечни адресных мероприятий и потребности в инвестициях на перевод открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, но не определяется источник финансирования.

В сложившихся условиях, на сегодняшний день, органам местного самоуправления приходится принимать решение о переходе на закрытые схемы ГВС исключительно из соображений практической пользы для населения. Если качество ГВС действительно

неудовлетворительно, и не может быть обеспечено в рамках существующей открытой схемы, необходимо изыскивать средства и разрабатывать мероприятия по переходу на закрытые схемы ГВС, как действительно обеспечивающие высокое качество горячего водоснабжения, при условии повышения расходов населения, связанных с правильной эксплуатацией и своевременным обслуживанием оборудования ГВС, установленного в тепловых пунктах потребителей. Если же качество ГВС удовлетворительно и может быть повышено в рамках открытых систем ГВС, целесообразно ограничиться соответствующими мероприятиями, оставаясь в рамках открытых систем.

Перевод на закрытую схему присоединения систем ГВС позволит:

- предотвратить образование отложений в трубах теплосетей и систем отопления потребителей;
- снизить интенсивность внутренней коррозии трубопроводов;
- снизить темпы износа технологического оборудования котельной и трубопроводов;
- сократить объем работ, а соответственно снизить затраты на химподготовку подпиточной воды;
- снизить аварийность системы теплоснабжения;
- обеспечить надежное бесперебойное теплоснабжение потребителей, исключить режим «перетопа» у потребителей в осенне-весенние периоды.

Для реализации указанных положений предлагается двухконтурная схема:

I контур (закрытая схема) - котельная, тепломагистраль и распределительные тепловые сети до тепловых пунктов, в двухтрубном исполнении.

II контур к тепловым потребителям - подключение по независимой схеме к отопительным установкам и открытой схемой горячего водоснабжения. Тепловые сети прокладываются в четырехтрубном исполнении.

На каждый район теплоснабжения устанавливается центральный тепловой пункт ЦТП или индивидуальный тепловой пункт ИТП с теплообменным и насосным оборудованием, приборами регулирования, контроля и учета.

Температурные графики отпуска тепла по I контуру: $t_{гр} = 110/70\text{ }^{\circ}\text{C}$ со срезкой на $95\text{ }^{\circ}\text{C}$, по II контуру: отопительный график $t_{от} = 90/65\text{ }^{\circ}\text{C}$, на горячее водоснабжение $t_{гвс} = 55 - 70\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Тип прокладки трубопроводов теплосетей – бесканальный, с предизолированными трубами в пенополимерной ППМ изоляции заводского изготовления. Ежегодно после проведения гидравлических испытаний теплосетей появляется необходимость ремонта трубопроводов сверх запланированного объема. Данное предложение позволит:

- значительно уменьшить теплопотери в сетях по сравнению с традиционными видами теплоизоляции;

- снизить затраты на прокладку трубопроводов;
- снизить годовые затраты на эксплуатацию теплосетей;
- полностью исключить наружную коррозию трубопроводов от грунтовых вод и электрокоррозию от блуждающих токов за счет герметичной полиэтиленовой оболочки;
- увеличить парковый ресурс трубопроводов на 15 – 20 лет.

9.2. 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 75/60°C.

9.3. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРЕДАЧИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ПЕРЕХОДЕ ОТ ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) К ЗАКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Необходимость перевода открытых систем теплоснабжения на закрытые системы горячего водоснабжения в зоне действия, по состоянию на базовый 2025 год отсутствует.

9.4. РАСЧЕТ ПОТРЕБНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ ДЛЯ ПЕРЕВОДА ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТУЮ СИСТЕМУ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

При переходе на закрытую схему потребуется оборудование тепловых пунктов теплообменниками и установками ХВО. Была выполнена оценка затрат на переоборудование индивидуального теплового пункта (ИТП) на примере жилого дома с тепловой нагрузкой на отопление 34 кВт и максимальной на горячее водоснабжение 14 кВт. Использовались рекомендации, приведённые в работах.

Согласно примеру, включающей установку подогревателей для горячего водоснабжения, термометров, манометров, водомерных узлов, грязевиков, предохранительных клапанов, регуляторов, а также монтажных и наладочных работ, затраты составили около 445 тыс. руб.

С учётом эксплуатационных расходов приведённые затраты на ИТП указанной мощности составят для закрытой схемы 582 тыс. руб./год.

Результаты сравнения экономических показателей открытой и закрытой схем теплоснабжения для ИТП показывают, что при переводе на закрытую схему дополнительные затраты могут составить около 600 тыс. руб. на один ИТП жилого дома с суммарной тепловой нагрузкой 48 кВт. Учитывая количество объектов, капитальные затраты на переоборудование ИТП могут составить не менее 20 млн. руб. Кроме того, при закрытой схеме возрастают эксплуатационные расходы до 120 тыс. руб./год на один ИТП, а для муниципального образования – до 3,5 млн. руб./год.

9.5. ОЦЕНКА ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) И ЗАКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Необходимость перевода открытых систем теплоснабжения на закрытые системы горячего водоснабжения в зоне действия, по состоянию на базовый 2025 год отсутствует.

9.6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ

Ключевым фактором, определяющим источник финансирования перехода к закрытым системам ГВС, является право собственности:

- до границы балансовой принадлежности финансирование мероприятий обеспечивает собственник тепловых сетей;

- за границей - собственник здания.

Таким образом, стоимость работ по созданию или реконструкции ИТП возлагается на собственников зданий, в т.ч. на собственников жилья. Данное обстоятельство является решающим фактором, препятствующим реализации перехода к закрытым схемам ГВС, особенно в случаях, когда основные капитальные затраты приходятся на оборудование потребителей – жилого сектора.

Рассчитанные капитальные затраты не могут быть включены в тарифы на тепловую энергию для потребителей, поэтому для перевода потребителей на закрытые схемы ГВС необходимо привлечение нетарифных источников финансирования:

1) Фонд капитального ремонта:

Плюсы:

- Наличие источника финансирования;
- Единый оператор программы;
- Отработанные процедуры реализации;

Минусы:

- Ограниченность средств фонда капитального ремонта

2) Средства собственников объектов:

Плюсы:

- Более быстрый срок окупаемости по сравнению с энергосервисным контрактом;
- Отсутствие законодательных ограничений;

Минусы:

- Необходимость единовременного сбора средств.

Учитывая финансирование мероприятий из средств потребителя, «закрытие» схемы ГВС не учитывается в актуализированной на базовый 2025 год Схеме теплоснабжения.

Учитывая отсутствие положительного экономического эффекта от перевода потребителей на закрытую схему ГВС, расчет ценовых последствий не производится.

ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

10.1. РАСЧЕТЫ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МАКСИМАЛЬНЫХ ЧАСОВЫХ И ГОДОВЫХ РАСХОДОВ ОСНОВНОГО ВИДА ТОПЛИВА ДЛЯ ЗИМНЕГО И ЛЕТНЕГО ПЕРИОДОВ, НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИИ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Перспективные тепловые и топливные балансы для всех источников централизованного теплоснабжения на расчетный период реализации схемы теплоснабжения приведены в таблице.

**ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СЛЮДЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА В ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ГРАНИЦАХ ПОРТБАЙКАЛЬСКОГО
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ НА ПЕРИОД С 2027 ДО 2033 ГОДА**

Таблица 10.1. 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, кг.у.т./Гкал	Средняя теплотворная способность топлива, ккал/кг	Годовой расход основного топлива, т.у.т.	Годовой расход натурального топлива, т (тыс. м³)
Базовый 2025 год								
п. Байкал								
Котельная «Баранчик»	0,023	0,02	411,96	Черемховский уголь	273,37	5400	72,17	91,47
Котельная «Центральная»	0,473	0,36	395,04	Черемховский уголь	273,39	5400	69,99	88,70
Расчетный период до 2033 годы								
п. Байкал								
Котельная «Баранчик»	0,023	0,02	411,96	Черемховский уголь	273,37	5400	72,17	91,47
Котельная «Центральная»	0,473	0,36	395,04	Черемховский уголь	273,39	5400	69,99	88,70

10.2. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НОРМАТИВНЫХ ЗАПАСОВ ТОПЛИВА

На территории Портбайкальского муниципального образования резервное топливо не используется.

10.3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

В качестве основного котельно-печного топлива на котельных используется каменный уголь.

10.4. 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 является каменный уголь.

10.5. Преобладающий в муниципальном округе, вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем муниципальном округе

Преобладающим видом топлива являются уголь. На начало периода планирования использование угля на источниках тепловой энергии составляет 100%.

10.6. Приоритетное направление развития топливного баланса муниципального образования

Преобладающим видом топлива являются уголь. На начало периода планирования использование угля на источниках тепловой энергии составляет 100%, на конец периода (до 2032 год), планирования использование природного газа на источниках тепловой энергии составляет 100 %.

В перспективе намечается газификация Слюдянского района на основании проекта корректировки Генеральной схемы газоснабжения и газификации Иркутской области ОАО «ГазпромПромгаз», с подачей природного газа с Ковыктинского месторождения и строительством газопровода Ковыкта – Иркутск с дальнейшим продолжением до Улан-Удэ, Читы. Расчетный срок до 2032 год.

Альтернативные виды энергоресурсов, заменяющие основные – уголь, газ и электроэнергию, не рассматриваются, так как на сегодняшний день не отработаны технологии по их качественному и экологически безопасному использованию.

ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

11.1. 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

В соответствии с приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 26.07.2013 № 310 «Об утверждении методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения», система теплоснабжения является надежной.

Расчет показателей надежности системы теплоснабжения

1) Показатель надежности электроснабжения источников тепловой энергии ($K_э$):

Показатель надежности электроснабжения источников тепловой энергии $K_э=1,0$

$$K_э^{общ} = \frac{Q_i \cdot K_э^{ист i} + \dots + Q_n \cdot K_э^{ист n}}{Q_i + \dots + Q_n} =$$
$$Q_i = \frac{Q_{факт}}{t_ч}$$

где

Q_i , Q_n - средние фактические тепловые нагрузки за предшествующие 12 месяцев по каждому i-му источнику тепловой энергии;

$t_ч$ - количество часов отопительного периода за предшествующие 12 месяцев.

2) Показатель надежности водоснабжения источников тепловой энергии ($K_в$)

Показатель надежности водоснабжения источников тепловой энергии $K_в=1,0$

$$K_в^{общ} = \frac{Q_i \cdot K_в^{ист i} + \dots + Q_n \cdot K_в^{ист n}}{Q_i + \dots + Q_n}$$

Показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии ($K_т$):

Показатель надежности топливоснабжения источников тепловой энергии $K_т=1,0$

$$K_т^{общ} = \frac{Q_i \cdot K_т^{ист 1} + \dots + Q_n \cdot K_т^{ист n}}{Q_i + \dots + Q_n}$$

Показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей ($K_б$) характеризуется долей (%) тепловой нагрузки, не обеспеченной мощностью источников тепловой энергии и/или пропускной способностью тепловых сетей:

Показатель соответствия тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей $K_б=1,0$

$$K_6^{\text{общ}} = \frac{Q_i \cdot K_6^{\text{ист } i} + \dots + Q_n \cdot K_6^{\text{ист } n}}{Q_i + \dots + Q_n}$$

Показатель уровня резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети путем их кольцевания и устройства перемычек (K_p), характеризующий отношением резервируемой расчетной тепловой нагрузки к сумме расчетных тепловых нагрузок (%), подлежащих резервированию согласно схеме теплоснабжения поселений, городских округов, выраженный в %:

Уровень резервирования составляет менее 30% включительно - $K_p = 0,2$.

$$K_p^{\text{общ}} = \frac{Q_i \cdot K_p^{\text{ист } i} + \dots + Q_n \cdot K_p^{\text{ист } n}}{Q_i + \dots + Q_n}$$

Показатель технического состояния тепловых сетей (K_c), характеризующий долей ветхих, подлежащих замене трубопроводов, определяется по формуле

$$K_c = \frac{S_c^{\text{экспл}} - S_c^{\text{ветх}}}{S_c^{\text{экспл}}}$$

3) Показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения:

1. Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{\text{отк тс}}$), характеризующий количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением:

$$I_{\text{отк тс}} = \text{потк} / S = 0/1 = 0,0 [1 / (\text{км} \cdot \text{год})]$$

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{\text{отк тс}}$) определяется показатель надежности тепловых сетей ($K_{\text{отк тс}}$), который составляет: до 0,2 включительно - $K_{\text{отк тс}} = 1,0$;

2. Показатель интенсивности отказов (далее - отказ) теплового источника, характеризующий количеством вынужденных отказов источников тепловой энергии с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением ($K_{\text{отк ит}}$) для:

$$I_{\text{отк ит}} = \frac{K_{\text{э}} + K_{\text{в}} + K_{\text{т}}}{3} = (1,0 + 1,0 + 1,0)/3 = 1,0$$

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{\text{отк ит}}$) определяется показатель надежности теплового источника ($K_{\text{отк ит}}$), который составляет от 0,6 - 1,2 включительно - $K_{\text{отк ит}} = 0,6$

4) Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла ($K_{\text{нед}}$) в результате внеплановых отключений теплопотребляющих установок потребителей определяется по формуле:

$$Q_{\text{нед}} = \frac{Q_{\text{откл}}}{Q_{\text{факт}} \cdot 100 [\%]}$$

где:

- $Q_{\text{откл}}$ - недоотпуск тепла;

- $Q_{\text{факт}}$ - фактический отпуск тепла системой теплоснабжения.

В зависимости от величины относительного недоотпуска тепла ($Q_{\text{нед}}$) определяется показатель надежности ($K_{\text{нед}}$), который составляет до 0,1% включительно- $K_{\text{нед}} = 1,0$;

5) Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом определяется как отношение фактической численности к численности по действующим нормативам $K_{\text{п}} = 0,9$.

6) Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием $K_{\text{м}} = 0,8$

7) Показатель наличия основных материально-технических ресурсов $K_{\text{тр}} = 0,9$.

8) Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания $K_{\text{ист}} = 0,9$

9) Показатель готовности теплоснабжающих организаций к проведению аварийно-восстановительных работ в системах теплоснабжения

$$K_{\text{гот}} = 0,25 * K_{\text{п}} + 0,35 * K_{\text{м}} + 0,3 * K_{\text{тр}} + 0,1 * K_{\text{ист}} = \\ = 0,25*0,9+0,35*0,8+0,3*0,9+0,1*0,9 = 0,865$$

Общая оценка готовности дается по следующим категориям:

Таблица 11.1. Критерии оценки готовности системы теплоснабжения

$K_{\text{гот}}$	($K_{\text{п}}$; $K_{\text{м}}$); $K_{\text{тр}}$	Категория готовности
0,85 - 1,0	0,75 и более	удовлетворительная готовность
0,85 - 1,0	до 0,75	ограниченная готовность
0,7 - 0,84	0,5 и более	ограниченная готовность
0,7 - 0,84	до 0,5	неготовность
менее 0,7	-	неготовность

Таким образом на данных объектах состояние готовности удовлетворительное.

10) Оценка надежности систем теплоснабжения.

В зависимости от полученных показателей надежности $K_{\text{э}}$, $K_{\text{в}}$, $K_{\text{т}}$ и $K_{\text{и}}$ источники тепловой энергии могут быть оценены как надежные – при $K_{\text{и}} = 0,5$ и при значении $K_{\text{э}} = K_{\text{в}} = K_{\text{т}} = 1,0$.

11) Оценка надежности тепловых сетей.

В зависимости от полученных показателей надежности тепловые сети могут быть оценены как надежные при 0,75 - 0,89.

11.2. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА И РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ПО ВОССТАНОВЛЕНИИ ОТКАЗАВШИХ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, НА КОТОРЫХ ПРОИЗОШЛИ АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ), СРЕДНЕГО ВРЕМЕНИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОТКАЗАВШИХ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, 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 11.2. 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 11.3. Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения

Температура наружного воздуха, °C	Повторяемость температур наружного воздуха, ч	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 °C, 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
-2,5	11558	13,851
2,5	1686	19,582
6,5	681	29,504

По представленным сведениям, от ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ», крупных аварий на источниках тепла и теплосетевых объектах, вследствие которых могли бы быть аварийные ненормативные отключения потребителей тепла, за последний пятилетний период не происходило. Поэтому, ввиду отсутствия исходных данных для расчета показателей, необходимых для анализа аварийных отключений потребителей, сам анализ не может быть произведен.

11.3. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА (АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ) И БЕЗОТКАЗНОЙ (БЕЗАВАРИЙНОЙ) РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПО ОТНОШЕНИЮ К ПОТРЕБИТЕЛЯМ, ПРИСОЕДИНЕННЫМ К МАГИСТРАЛЬНЫМ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ ТЕПЛОПРОВОДАМ

Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк\ ts}$), характеризующийся количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением.

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{отк\ ts}$) определяется показатель надежности тепловых сетей ($K_{отк\ ts}$), который составляет: до 0,2 включительно- $K_{отк\ ts} = 1,0$;

Показатель интенсивности отказов (далее - отказ) теплового источника, характеризующийся количеством вынужденных отказов источников тепловой энергии с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением ($K_{отк\ ит}$) для: = $(1,0+1,0+1,0)/3 = 1,0$

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{отк\ ит}$) определяется показатель надежности теплового источника ($K_{отк\ ит}$), который составляет от 0,6 - 1,2 включительно- $K_{отк\ ит} = 0,6$.

11.4. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ГОТОВНОСТИ ТЕПЛОПРОВОДОВ К НЕСЕНИЮ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

По критериям общей оценки готовности на данных объектах состояние готовности удовлетворительное.

11.5. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ НЕДООТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПО ПРИЧИНЕ ОТКАЗОВ (АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ) И ПРОСТОЕВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла ($Q_{нед}$) в результате внеплановых отключений теплопотребляющих установок потребителей определяется по формуле:

$$Q_{нед} = \frac{Q_{откл}}{Q_{факт} * 100 [\%]} = 0/1 * 100\% = 0\%$$

где:

- $Q_{откл}$ - недоотпуск тепла;
- $Q_{факт}$ - фактический отпуск тепла системой теплоснабжения.

В зависимости от величины относительного недоотпуска тепла ($Q_{нед}$) определяется показатель надежности ($K_{нед}$), который составляет до 0,1% включительно- $K_{нед} = 1,0$.

11.6. 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 (Глава 5. Мастер-план развития системы теплоснабжения муниципального образования) может быть 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.

11.7. УСТАНОВКА РЕЗЕРВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Во варианте развития системы централизованного теплоснабжения (Глава 5. Мастер-план развития системы теплоснабжения муниципального образования) установка резервного оборудования не предусмотрена.

11.8. ОРГАНИЗАЦИЯ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ НЕСКОЛЬКИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЕДИНУЮ ТЕПЛОВУЮ СЕТЬ

В Байкальском муниципальном образовании 2 источника теплоснабжения. Совместная работа с другими источниками не предусмотрена.

11.9. РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ СМЕЖНЫХ РАЙОНОВ ПОСЕЛЕНИЯ, МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

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 подземной 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

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СЛЮДЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА В ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ГРАНИЦАХ ПОРТБАЙКАЛЬСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ НА ПЕРИОД С 2027 ДО 2033 ГОДА

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 существующих диаметров, тепломагистралей;
- 2) осуществлять прокладку новых тепломагистралей с повышением уровня резервирования тепловых сетей при необходимости увеличения существующих диаметров, тепломагистралей.

11.10. УСТРОЙСТВО РЕЗЕРВНЫХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

Устройство резервных насосных станций не требуется.

11.12. УСТАНОВКА БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ.

Установка баков-аккумуляторов не требуется.

Повышению надежности функционирования систем теплоснабжения в определенной мере способствует применение тепло гидроаккумулирующих 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.

11.13. 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

Так как в настоящее время некоторые участки тепловой сети имеют высокую степень износа необходимо предусмотреть перекладку ветхих тепловых сетей

Организации, эксплуатирующие системы теплоснабжения, обязаны разработать Планы ликвидации технологических нарушений на котельных и тепловых сетях на основании различных сценариев развития аварий в системе теплоснабжения.

План ликвидации технологических нарушений на котельных и тепловых сетях в системе теплоснабжения Портбайкальского муниципального образования приведен ниже.

Возможные сценарии развития аварий в системах теплоснабжения: выход из строя всех насосов сетевой группы;

- Прорыв на тепловых сетях, аварийный останов котлов, аварийный останов
- Выход из строя котельного оборудования
- Выход из строя насосов сетевой группы.
- Прекращение подачи электроэнергии.

Таблица 11.4. Риски возникновения аварий, масштабы и последствия

Вид аварии	Возможная причина возникновения аварии	Масштаб аварии и последствия	Уровень реагирования	Методы устранения
1	2	3	4	5
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 производятся 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.

Таблица 11.5. Допустимое снижение подачи теплоты при авариях (отказах) в системе централизованного теплоснабжения потребителям второй и третьей категорий

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t_0 , °C				
	- 10	- 20	- 30	- 40	- 50
Допустимое снижение подачи теплоты, %, до	78	84	87	89	91
Примечание – Таблица соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92.					

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СЛЮДЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО РАЙОНА В
ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ГРАНИЦАХ ПОРТБАЙКАЛЬСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ НА ПЕРИОД С 2027 ДО 2033 ГОДА

**ГЛАВА 12. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО,
РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ)
МОДЕРНИЗАЦИЮ**

**12.1. ОЦЕНКА ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА,
РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ
ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ**

На основании предложений по реконструкции теплоисточников и тепловых сетей, представленных выше в разделах 6 и 7, ниже представим необходимые для их реализации суммы инвестиций по системам теплоснабжения и основному варианту их развития.

Оценка стоимости капитальных вложений осуществлялась по укрупнённым показателям базисных стоимостей по видам строительства и на основе анализа проектов-аналогов (удельных стоимостей), в т.ч. на основании материалов Официального сайта РФ для размещения информации о размещении заказов - <http://zakupki.gov.ru>.

Капитальные вложения, всего 5 827,48 тыс. руб:

✓ «Теплоисточники» – 1 535,48 тыс. руб.

- «Баранчик» – 215,0 тыс. руб.

- «Центральная» – 1 320,48 тыс. руб.

✓ Тепловые сети – 4 292,0 тыс. руб./год;

- «Центральная» - 4 292,0 тыс. руб.

Согласно выполненным расчетам общий объем необходимых инвестиций по системам теплоснабжения п. Байкал составляет 5 827,48 тыс. руб./год. Основная доля в этих затратах приходится на перекладку ветхих тепловых сетей - 68% (4 292,0 тыс. руб) от общих капвложений.

Основное влияние на представленные выводы может оказать значительное изменение прогноза стоимостей энергоресурсов и степень достоверности представленной исходной информации по рассматриваемым системам теплоснабжения.

Схемой рекомендуется замена тепловой сети от котельной «Центральная» до здания ВСРП, материал труб полипропилен, в старых лотках с обустройством новых крышек для лотков – протяженность сети 128,6 м. Стоимость проведения работ определяется после разработки и утверждения проектно-сметной документации.

**12.2. ОБОСНОВАННЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ
ФИНАНСОВЫЕ ПОТРЕБНОСТИ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ,
ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ
И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ**

По данным администрации района единственным источником инвестиций являются бюджетные средства.

12.3. 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.

12.4. 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:

- с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2022 и 2023 годов из письма Минэкономразвития России;

- 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 – 14 лет (2026–2041 гг.). Шаг расчета – 1 год.

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в таблице.

Таблица 12.1. Изменения индексов показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР

Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода														
	2026	2027	2032	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Инфляция(ИПЦ) среднегодовая	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	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	0,07	0,09	0,06	0,05	0,05	0,06	0,05	0,04	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
Рост цен на тепловую энергию в среднем за год к предыдущему году, %	0,033	0,034	0,09	0,09	0,07	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04
Рост цен на природный газ (оптовые цены без НДС)	0,05	0,05	0,15	0,15	0,15	0,15	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03	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 МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

13.1. 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.

13.2. 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.

13.3. 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 13.1. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии

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, кг.у.т./Гкал	Средняя теплотворная способность топлива, ккал/кг	Годовой расход основного топлива, т.у.т.	Годовой расход натурального топлива, т (тыс. м³)
Базовый 2025 год								
п. Байкал								
Котельная «Баранчик»	0,023	0,02	411,96	Черемховский уголь	273,37	5400	72,17	91,47
Котельная «Центральная»	0,473	0,36	395,04	Черемховский уголь	273,39	5400	69,99	88,70

13.4. ОТНОШЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ К МАТЕРИАЛЬНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

Таблица 13.2. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети

Наименование участка	Диаметр трубопровода, d_y , мм	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	Материальная характеристика участков
п. Порт Байкал	32	23	1,472
	49	6	0,588
	57	133	15,162
	76	258	39,216
	108	396	85,536
		816	141,974
Потери, Гкал			43
Отношение			3,3

Наименование участка	Диаметр трубопровода, d_y , мм	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	Материальная характеристика участков
потери/материальная характеристика сети, Гкал/м ²			

13.5. КОЭФФИЦИЕНТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ

Таблица 13.3. Коэффициент перспективного использования установленной тепловой мощности

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность «нетто», Гкал/ч	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал/ч	Среднегодовая загрузка оборудова- ния, %
п. Байкал				
3	Кот. «Баранчик»	0,199	0,066	33,17%
4	Кот. «Центральная»	0,45	0,221	49,11%

13.6. УДЕЛЬНАЯ МАТЕРИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ПРИВЕДЕННАЯ К РАСЧЕТНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКЕ

Таблица 13.4. Отношение материальной характеристики тепловых сетей к нагрузке

Наименование участка	Диаметр трубопровода, d_y , мм	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	Материальная характеристика участков
п. Байкал	32	23	1,472
	49	6	0,588
	57	133	15,162
	76	258	39,216
	108	396	85,536
		816	141,974
Нагрузка, Гкал			0,61
Отношение мат. хар./к нагрузке, м ² /Гкал/ч			232,74

13.7. КОЛИЧЕСТВО ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ВЫРАБОТАННОЙ В КОМБИНИРОВАННОМ РЕЖИМЕ (КАК ОТНОШЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ОТПУЩЕННОЙ ИЗ ОТБОРОВ ТУРБОАГРЕГАТОВ, К ОБЩЕЙ ВЕЛИЧИНЕ ВЫРАБОТАННОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ГРАНИЦАХ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ)

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии на территории Портбайкальского муниципального образования не осуществляется.

13.8. УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД УСЛОВНОГО ТОПЛИВА НА ОТПУСК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии на территории Портбайкальского муниципального образования не осуществляется.

13.9. 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 Портбайкальского муниципального образования не осуществляется.

13.10. ДОЛЯ ОТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ОСУЩЕСТВЛЯЕМОГО ПОТРЕБИТЕЛЯМ ПО ПРИБОРАМ УЧЕТА, В ОБЩЕМ ОБЪЕМЕ ОТПУЩЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В Байкалском муниципальном образовании отсутствуют потребители, оснащенные приборами учета, расчет вводится расчетным методом.

13.11. СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫЙ (ПО МАТЕРИАЛЬНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ) СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (ДЛЯ КАЖДОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ)

Таблица 13.5. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей

Наименование участка	Диаметр трубопровода, d_y , мм	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	Материальная характеристика участков
п. Байкал	32	23	1,472
	49	6	0,588
	57	133	15,162
	76	258	39,216
	108	396	85,536
		816	141,974
Средний срок эксплуатации сетей, лет			32
Отношение мат. хар./сроку эксплуатации, $m^2/лет$			4,44

13.12. 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 МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ)

Запрошедший год не проводилась реконструкция и строительство новых сетей.

13.13. 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 МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ)

За отопительный период 2025-2026 год не проводилась замена оборудования.

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

14.1. 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:

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:

- с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов из письма Минэкономразвития России;

- 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 – 12 лет (2021 – 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. Изменения индексов показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР

Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода														
	2026	2027	2032	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Инфляция(ИПЦ) среднегодовая	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	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	0,07	0,09	0,06	0,05	0,05	0,06	0,05	0,04	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
Рост цен на тепловую энергию в среднем за год к предыдущему году, %	0,033	0,034	0,09	0,09	0,07	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04
Рост цен на природный газ (оптовые цены без НДС)	0,05	0,05	0,15	0,15	0,15	0,15	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03	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.

**14.2. ТАРИФНО-БАЛАНСОВЫЕ РАСЧЕТНЫЕ МОДЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ
ПО КАЖДОЙ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ**

Статусом Единой теплоснабжающей организации на территории Портбайкальского муниципального образования рекомендуется наделить ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ».

**14.3. 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 вариантами финансирования, которые предполагают установление инвестиционной надбавки к тарифу.

ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

15.1. РЕЕСТР СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, СОДЕРЖАЩИЙ ПЕРЕЧЕНЬ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ДЕЙСТВУЮЩИХ В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В ГРАНИЦАХ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Статусом Единой теплоснабжающей организации на территории Портбайкальского муниципального образования рекомендуется наделить ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ».

15.2. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, СОДЕРЖАЩИЙ ПЕРЕЧЕНЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Статусом Единой теплоснабжающей организации на территории Портбайкальского муниципального образования рекомендуется наделить ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ».

15.3. 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, утверждаемых Правительством Российской Федерации, а именно, Постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. №808, далее – Постановление.

В соответствии с п. 7. Постановления критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского образования, городов федерального значения решением:

- федерального органа исполнительной власти, уполномоченного на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее – федеральный орган исполнительной власти),
- в отношении городских поселений, городских округов с численностью населения, составляющей 500 тыс. человек и более, а также городов федерального значения;

– главы местной администрации муниципального образования, главы местной администрации городского образования - в отношении городских поселений, городских округов с численностью населения, составляющей менее 500 тыс. человек;

– главы местной администрации района - в отношении сельских поселений, расположенных на территории соответствующего района, если иное не установлено законом субъекта Российской Федерации.

– главы местной администрации муниципального образования, главы местной администрации муниципального образования - в отношении городских поселений, городских округов с численностью населения, составляющей менее 500 тыс. человек.

В настоящее время на территории муниципального образования существует три теплоснабжающие организации ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ». Предприятия отвечают требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации.

Таким образом, на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации, предлагается Статусом Единой теплоснабжающей организации на территории Портбайкальского муниципального образования рекомендуется наделить ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ».

15.4. ЗАЯВКИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ПОДАННЫЕ В РАМКАХ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ПРИ ИХ НАЛИЧИИ), НА ПРИСВОЕНИЕ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Статусом Единой теплоснабжающей организации на территории Портбайкальского муниципального образования рекомендуется наделить ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ». Другие теплоснабжающие организации в муниципальном образовании отсутствуют.

15.5. ОПИСАНИЕ ГРАНИЦ ЗОН ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)

Система теплоснабжения ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ» охватывает территорию Портбайкальского муниципального образования.

Теплоснабжение обеспечивается от котельных установок, которые находятся в муниципальной собственности и эксплуатируются ООО «ЭНЕРГИЯ БАЙКАЛА - ЮГ», при этом осуществляется транспортировка тепловой энергии потребителям (через тепловые сети и сооружения на них).

ГЛАВА 16. РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

16.1. 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. Другим вариантом предусматривается строительство нового источника теплоснабжения.

2 вариант развития системы теплоснабжения предполагает сохранение существующей системы теплоснабжения с реконструкцией источников теплоснабжения. Развитие тепловых сетей выполняется для подключения новых абонентов, а также капитальный ремонт по замене существующих участков тепловой сети.

В целях повышения качества централизованного теплоснабжения предлагается оснащение источников приборами учета, а также выполнение следующих мероприятий:

- строительство новых сетей теплоснабжения к существующим потребителям
- замена теплосетей, замена инженерного оборудования котельных
- строительство новых сетей теплоснабжения к перспективным потребителям
- ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа.

В течение расчетного срока схемы теплоснабжения (2026-2033гг.) 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.

16.2. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ

1 Вариант мероприятий:

- ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа.

2 Вариант мероприятий:

- строительство новых сетей теплоснабжения к существующим потребителям
- строительство новых сетей теплоснабжения к перспективным потребителям
- замена теплосетей, замена инженерного оборудования котельных
- ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа

16.3. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПЕРЕХОД ОТ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) НА ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Требуется выполнить мероприятия по переходу на закрытую схему ГВС.

ГЛАВА 17. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

17.1. ПЕРЕЧЕНЬ ВСЕХ ЗАМЕЧАНИЙ И ПРЕДЛОЖЕНИЙ, ПОСТУПИВШИХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ, УТВЕРЖДЕНИИ И АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения отсутствуют.

17.2. ОТВЕТЫ РАЗРАБОТЧИКОВ ПРОЕКТА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения отсутствуют.

17.3. 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

18.1. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОРТБАЙКАЛЬСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Обеспечение экологической безопасности теплоснабжения является одним из общих принципов организации отношений и основы государственной политики в сфере теплоснабжения, установленных ст.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:

- снижение техногенной нагрузки и поддержание благоприятного состояния природной среды и среды обитания человека;
- недопущение экологического ущерба от хозяйственной деятельности;

- сохранение биологического разнообразия в условиях нарастающей антропогенной нагрузки;
- рациональное использование, восстановление и охрана природных ресурсов.

В соответствии с этими целями теплоснабжающие организации выделяют следующие приоритетные направления деятельности:

- управление рисками в области обеспечения экологической безопасности;
- экологический мониторинг и производственный экологический контроль;
- управление системой предупреждения, локализации аварийных ситуаций и ликвидации их последствий;
- развитие программ по утилизации/обезвреживанию отходов производства;
- 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:

- проведен анализ нормативной природоохранной документации по источникам теплоснабжения;
- 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;
- определены изменения объемов валовых (годовых) выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от рассматриваемых источников теплоснабжения при развитии схемы теплоснабжения по предпочтительному варианту;
- проведена оценка существующего состояния (по данным о параметрах источников выбросов из проектов нормативов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферный воздух);
- 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 документы, в сфере экологии и природопользования:

Федеральный закон от 04.05.1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»;

При Минприроды России от 06.06.2017 г. №273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе»;

Распоряжение Правительства РФ от 08.07.2015 г. №1316-р «Об утверждении перечня загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды»;

Приказ Минприроды России от 07.08.2018 года №352 «Об утверждении Порядка проведения инвентаризации стационарных источников и выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, корректировки ее данных, документирования и хранения данных, полученных в результате проведения и хранения данных, полученных в результате проведения таких инвентаризации и корректировки»;

Приказ Минприроды России от 11.08.2020 №581 «Об утверждении методики разработки (расчета) и установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух»;

«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» (утв. 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.

18.2. 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 ст. 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 ст. 20, ст. 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, Москва, 1999;

Приказом Минприроды России от 11.08.2020 №581 «Об утверждении методики разработки (расчета) и установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух».

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.

Таблица 18.1. Технические характеристики котельной отопительный период 2025-2026 год

Станц. номер	Марка	Уст. мощн., Гкал/ч	Распол. мощн., Гкал/ч	Завод изготовитель	Тепло носитель	Назначени е	Вид топлива	Название топлива	Подача топлива	КПД (пасп), %	Год уста новки	Год кап. ремонта	Состояние	Примечание
п. Байкал		1.333	0.85											
Кот. «Центральная»		0.70	0.5											
К-1	КВр-0.4	0.35	0.25	ООО ЗКО «Карат»	водогрейн	отопление	уголь	Черемховский уголь	ручная	60	2016		рабочий	
К-2	КВр-0.4	0.35	0.25	ООО ЗКО «Карат»	водогрейн	отопление	уголь	Черемховский уголь	ручная	60	2016		рабочий	
Кот. «Баранчик»		0.3	0.2											
К-1	КВр-0,35	0.3	0.2	ООО «Гефест- Энерго»	водогрейн	отопление	уголь	Черемховский уголь	ручная	60	2019		рабочий	

18.3. 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.

18.4. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ОБЪЕМА (МАССЫ) ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ (ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ) ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

Мероприятий, заложенных в рамках строительства новых теплоисточников и программы модернизации (первооружения) основного оборудования на существующих теплоисточниках, реализуемых в рамках схемы теплоснабжения, достаточно для обеспечения требуемых экологических и санитарных норм.

18.5. 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.

П Р И Л О Ж Е Н И Е

Схема тепловых сетей котельная «Центральная» (п. Байкал)



Схема тепловых сетей котельная «Баранчик» (п. Байкал)



