

***СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С. ПОДЫ
ЧЕРНОЯРСКОГО РАЙОНА АСТРАХАНСКОЙ
ОБЛАСТИ НА ПЕРИОД С 2023 ДО 2033 ГОД***

Том 2.

«Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения
муниципального образования «Черноярский район»

2022 г

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	2
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ	11
ВВЕДЕНИЕ	12
СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С. ПОДЫ ЧЕРНОЯРСКОГО РАЙОНА АСТРАХАНСКОЙ ОБЛАСТИ	15
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	15
1.1. Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения	15
1.1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними, в том числе: а) в зонах действия производственных котельных; б) в зонах действия индивидуального теплоснабжения.	15
1.2. Часть 2. Источники тепловой энергии	15
1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования.	15
1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки. Параметры.	19
1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.	22
1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.	22
1.2.5. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.	22
1.2.6. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.	22
1.2.7. Среднегодовая загрузка оборудования.	23
1.2.8. Способы учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети.	23
1.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.	23
1.2.10. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.	24
1.2.11. Техничко-экономические показатели работы источников теплоснабжения.	24
1.3. Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них.	24
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения.	24
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе.	24
1.3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам.	25
1.3.4. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.	26
1.3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.	26
1.3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.	26
1.3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.	27
1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.	27

1.3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет.	27
1.3.10. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.	27
1.3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.	27
1.3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.	29
1.3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.	29
1.3.14. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.	37
1.3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.	38
1.3.16. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.	38
1.3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.	38
1.3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.	38
1.3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.	38
1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.	39
1.3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.	39
1.3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).	39
1.4. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии.	39
1.4.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления.	39
1.4.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.	40
1.4.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.	40
1.4.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.	41
1.4.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.	41
1.4.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения.	41
1.4.7. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.	41
1.5. Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.	41
1.5.1. Описание изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	43
1.6. Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.	44

1.6.1. Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии.	44
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.	45
1.6.3. 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.	45
1.6.4. Анализ причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.	45
1.6.5. Анализ резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.	46
1.7. Часть 7. Балансы теплоносителя.	47
1.7.1. Описание 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.	47
1.7.2. Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.	47
1.8. Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.	48
1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.	48
1.8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.	48
1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки.	49
1.8.4. Описание использования местных видов топлива.	49
1.9. Часть 9. Надежность теплоснабжения.	49
1.9.1. Показатели, определяемые в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.	49
1.9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.	49
1.9.3. Частота отключений потребителей.	49
1.9.4. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений.	50
1.9.5. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).	50
1.9.6. Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении.	50
1.9.7. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении.	50
1.10. Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.	50
1.10.1. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	50
1.11. Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.	51

1.11.1. Динамика утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет.	51
1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.	51
1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения.	51
1.11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.	51
1.12. Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования.	52
1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).	52
1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения муниципального образования (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).	52
1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.	52
1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.	52
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.	53
ГЛАВА 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.	54
2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.	54
2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий.	54
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.	54
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.	55
2.5. 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.	55
2.6. 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.	55
2.7. Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки.	56
2.8. Расчетную тепловую нагрузку на коллекторах источников тепловой энергии.	56

2.9. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды.	56
ГЛАВА 3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	57
3.1. 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.	57
3.2. 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.	57
3.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.	57
ГЛАВА 4. Мастер-план развития схем теплоснабжения муниципального образования.	58
4.1. 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).	58
4.2. Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, муниципального образования, города федерального значения.	58
4.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования, на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей.	58
ГЛАВА 5. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.	59
5.1. Определение расчетной величины нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.	59
5.2. 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 водо-снабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения.	59
5.3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов.	59
5.4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.	59
5.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.	60
5.6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	61
5.7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	61
ГЛАВА 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.	62
6.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать, в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных	62

расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.	
6.2. 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.	62
6.3. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.	62
6.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.	62
6.5. 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.	63
6.6. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.	63
6.7. Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	64
6.8. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	64
6.9. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.	64
6.10. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки муниципального образования, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями.	64
6.11. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения муниципального образования.	65
6.12. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.	65
6.13. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории муниципального образования.	66
6.14. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.	66
ГЛАВА 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей.	68
7.1. Предложения по реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).	68
7.2. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения, муниципального образования, города федерального значения.	68
7.3. 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.	68

7.4. Предложения по строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.	68
7.5. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.	68
7.6. Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.	69
7.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса.	69
7.8. Предложения по строительству и реконструкции насосных станций.	69
ГЛАВА 8. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения	70
8.1. 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.	70
8.2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии.	70
8.3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения.	72
8.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения.	72
8.5. Оценку целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения.	72
8.6. Предложения по источникам инвестиций.	72
ГЛАВА 9. Перспективные топливные балансы.	73
9.1. 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.	73
9.2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива.	73
9.3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива.	75
ГЛАВА 10. Оценка надежности теплоснабжения.	76
10.1. 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.	76
10.2. 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.	76
10.3. Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.	76
10.4. Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки.	76
10.5. Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии.	78

ГЛАВА 11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.	79
11.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.	79
11.2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.	82
11.3. Расчеты простой экономической эффективности инвестиций.	87
11.4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.	92
ГЛАВА 12. Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования.	93
12.1. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях.	93
12.2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии.	93
12.3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии.	93
12.4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети.	93
12.5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности.	94
12.6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке.	94
12.7. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии.	94
12.8. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения).	94
12.9. 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).	95
12.10. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, муниципального образования, города федерального значения).	95
ГЛАВА 13. Ценовые (тарифные) последствия.	96
13.1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.	96
13.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации.	96
13.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.	97
ГЛАВА 14. Реестр единых теплоснабжающих организаций.	98
14.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах населенных пунктов муниципального образования.	98
14.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации.	98
14.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией.	98

14.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.	99
14.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).	99
ГЛАВА 15. Реестр проектов схемы теплоснабжения	100
15.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии.	100
15.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.	100
15.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения.	101
ГЛАВА 16. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения.	102
16.1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения.	102
16.2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения.	102
16.3. Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.	102
Глава 17. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения	103
17.1. Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения, а также сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения.	103

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

В Схеме теплоснабжения с. Поды по состоянию на 2022 год и на период до 2033 года приняты следующие сокращения и условные обозначения:

Общие сокращения:

ООО – Общество с ограниченной ответственностью;

ОЗП – отопительный зимний период;

ЦТП – центральный тепловой пункт;

ИТП – индивидуальный тепловой пункт;

АИТП – автоматизированный индивидуальный тепловой пункт;

СЦТ – система централизованного теплоснабжения;

ХВО – химводоочистка;

ХВС – холодное водоснабжение; ГВС – горячее водоснабжение;

ЕТО – единая теплоснабжающая организация; ГРС – газораспределительная станция.

ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения с. Поды на период до 2033 года (далее - Схема) разработана в соответствии с требованиями, утвержденными постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154.

Разработанная Схема предусматривает развитие и модернизацию систем теплоснабжения, поддержание и улучшение качества предоставления существующим потребителям услуг организаций коммунального комплекса с учетом подключения новых потребителей к системам теплоснабжения, обеспечение подключения объектов нового строительства к сетям теплоснабжения.

В целях системного развития централизованного теплоснабжения целесообразно использовать программно-целевой метод, позволяющий выявить приоритетные направления, которые требуют особого внимания и финансирования путем обеспечения координации действий со стороны государства и привлечения бюджетных средств, в том числе федеральных, краевых, а также частных инвестиций.

Необходимость использования программно-целевого метода для реализации Схемы обусловлена тем, что проблемы коммунального комплекса:

- носят межотраслевой и межведомственный характер и не могут быть решены без участия Правительства Астраханской области и органов местного самоуправления, а также организаций коммунального комплекса и прочих заинтересованных юридических лиц;
- требуют взаимодействия органов власти всех уровней, а также концентрации финансовых, технических и научных ресурсов;
- не могут быть решены в пределах одного финансового года, в связи с чем требуется долгосрочное бюджетное планирование;
- требуют совершенствования нормативно-правовой базы, проведения единой технической политики, направленной на внедрение в сферу коммунальных услуг наиболее прогрессивных производственных и информационных технологий, оборудования отечественного производителя.

Система основных мероприятий Схемы теплоснабжения определяет приоритетные направления в сфере коммунального хозяйства на территории поселения и предполагает реализацию следующих мероприятий:

- установление долгосрочных тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала;
- привлечение частных операторов к управлению системами теплоснабжения на основе концессионных соглашений;
- утверждение и корректировка инвестиционных программ организаций коммунального комплекса;
- внедрение в систему коммунального комплекса современных инновационных технологий;
- повышение качества оказываемых коммунальных услуг с целью улучшения уровня жизни населения и повышения экологической безопасности;
- строительство и реконструкция систем теплоснабжения.

Мероприятия по строительству и реконструкции систем коммунального комплекса, включенные в Схему, предусматривают использование инновационной продукции, обеспечивающей энергосбережение и повышение энергетической эффективности, а также закупку российского оборудования, материалов и услуг.

В ходе реализации программ по модернизации системы теплоснабжения содержание мероприятий схемы теплоснабжения и их ресурсное обеспечение могут быть скорректированы в случае существенно изменившихся условий.

Схема теплоснабжения подлежит ежегодно актуализации в отношении следующих данных:

а) распределение тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии в период, на который распределяются нагрузки;

б) изменение тепловых нагрузок в каждой зоне действия источников тепловой энергии, в том числе за счет перераспределения тепловой нагрузки из одной зоны действия в другую в период, на который распределяются нагрузки;

в) внесение изменений в схему теплоснабжения или отказ от внесения изменений в части включения в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системам теплоснабжения объектов капитального строительства;

г) переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в весенне-летний период функционирования систем теплоснабжения;

д) переключение тепловой нагрузки от котельных на источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии в отопительный период, в том числе за счет вывода котельных в пиковый режим работы, холодный резерв, из эксплуатации;

е) мероприятия по переоборудованию котельных в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;

ж) ввод в эксплуатацию в результате строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и соответствие их обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации, и проектной документации;

з) строительство и реконструкция тепловых сетей, включая их реконструкцию в связи с исчерпанием установленного и продленного ресурсов;

и) баланс топливно-энергетических ресурсов для обеспечения теплоснабжения, в том числе расходов аварийных запасов топлива;

к) финансовые потребности при изменении схемы теплоснабжения и источники покрытия.

Администрация с. Поды должна ежегодно с учетом выделяемых финансовых средств на реализацию схемы теплоснабжения готовить предложения по корректировке целевых показателей, затрат по мероприятиям Схемы, механизма ее реализации, состава участников и вносить необходимые изменения в Схему.

Схема теплоснабжения разработана в соответствии со следующими нормативными правовыми актами:

- Федеральный закон от 27.07.2010 № 190 «О теплоснабжении»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 N 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции с 16.03.2019 № 276);
- Федеральный закон № 131 «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации» от 06.10.2003 Принят Государственной Думой Российской Федерации 16.09.2003 Одобрен Советом Федерации 24.09.2014;
- Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» в части требований к эксплуатации открытых систем теплоснабжения»;
- Федеральный закон от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» в части внесения изменений в закон «О теплоснабжении»;

- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- утвержденные ранее схемы теплоснабжения муниципальных образований, вошедших в муниципальный округ;
- генеральные планы муниципальных образований, вошедших в муниципальный округ;
- другие нормативно-правовые и нормативно-методические документы.

Схема рассчитана на долгосрочную перспективу на период до 2033 года.

Таким образом, Схема является инструментом реализации приоритетных направлений развития с. Поды на долгосрочную перспективу, ориентирована на устойчивое развитие поселения и соответствует государственной политике реформирования коммунального комплекса Российской Федерации.

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

1.1. Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1.1. описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описание структуры договорных отношений между ними, в том числе:

а) в зонах действия производственных котельных;

С. Поды находится Черноярском районе Астраханской области. В состав сельского поселения входит один населенный пункт: с. Поды.

Котельная обслуживается МУП «Черноярское коммунальное хозяйство». В качестве топлива в котельной повсеместно используется мазут, завозимый из с. Чёрный Яр и г. Волгограда, в индивидуальной застройке – мазут, уголь, дрова, кизяк.

По данным СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»:

- температура воздуха наиболее холодной пятидневки составляет -18 0С;
- средняя температура наружного воздуха за отопительный период -2,2 0С;
- продолжительность отопительного периода – 178 дней.

Теплоснабжение с. Поды Черноярского района Астраханской области осуществляется от централизованных и децентрализованных источников тепловой энергии. Централизованным теплоснабжением в поселении обеспечены все общественные организации.

б) в зонах действия индивидуального теплоснабжения.

Часть предприятий имеют собственные источники тепловой энергии. Теплоснабжение общественных организаций, удаленных от источников централизованного теплоснабжения, осуществляется от автономных теплоисточников. Теплоснабжение малоэтажной, блокированной, индивидуальной и усадебной жилой застройки носит локальный характер и также осуществляется от автономных источников тепловой энергии. В качестве топлива в автономных источниках используется природный газ, твердое топливо или электроэнергия. Централизованное горячее водоснабжение отсутствует.

1.2. Часть 2. Источники тепловой энергии

1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования.

На территории с. Поды функционирует 1 теплоисточник, обеспечивающий централизованное теплоснабжение в населенном пункте:

- котельная с. Поды (Астраханская обл., Черноярский район, с. Поды, ул. Комсомольская, д. 1).

Обслуживание котельной, производство, транспортировка, реализация (сбыт) тепловой энергии потребителям осуществляется МУП "Каменноярское Коммунальное Хозяйство".

МУП "Каменноярское Коммунальное Хозяйство" осуществляют производство тепловой энергии в горячей воде, транспортировку тепловой энергии по сетям теплоснабжения и сбыт тепловой энергии (горячая вода) потребителям, расположенным в с. Поды.

Установленная мощность теплоисточника взята на основании технического паспорта котельных и данных, размещенных на официальных сайтах в рамках раскрытия информации.

Располагаемая мощность источников определена по режимным картам котлоагрегатов и котлов, а также в результате анализа данных, предоставленных в результате запросов.

Краткие характеристики источников теплоснабжения представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Обслуживающая организация	Наименование источника	Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто источника, Гкал/ч
МУП "Каменоярское Коммунальное Хозяйство"	котельная с. Поды	0,65	0,65	0,014	0,636
Итого по поселению		0,65	0,65	0,014	0,636

Котельная с. Поды

Установленная тепловая мощность котельной по состоянию на 2022 год составляет 0,65 Гкал/ч, располагаемая – 0,65 Гкал/ч. Договорная присоединенная тепловая нагрузка на 2022 год не предоставлена. Присоединенная тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловой сети – 0,251 Гкал/ч. Загрузка котельной составляет 41% от располагаемой мощности.

Теплотехнические характеристики котельной по состоянию на 2022 год приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная тепловая мощность, в т.ч. потери, Гкал/ч	Дефицит (-)/ резерв (+) тепловой мощности, Гкал/ч
0,65	0,65	0,251	+0,385

Основное теплофикационное оборудование котельной представлено одним водогрейным котлами НР-18, переведенными в водогрейный режим. Газотурбинные и газо-поршневые установки отсутствуют.

Оценка располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто котельной выполнена с учетом следующих условий:

- имеющихся ограничений располагаемой тепловой мощности котлоагрегатов;
- особенностей схем теплофикационных установок;
- затрат тепловой энергии на собственные нужды.

По состоянию на 2022 год в зоне теплоснабжения котельной с. Поды дефицит тепловой мощности отсутствует. Резерв тепловой мощности нетто в горячей воде составляет 64%.

Согласно установленным топливным режимам основным видом топлива является мазут. Удельный расход основного топлива 74,456 Т.У.Т./год.

Котельная с. Поды, расположенная Астраханская область, Черноярский район, с. Поды, ул. Комсомольская, д. 1, является собственностью Черноярского муниципального района.

Котельная с. Поды обеспечивает тепловой энергией систему теплоснабжения не только бюджетных потребителей, но и жилой сектор, расположенный:

- по ул. 1 Мая;
- по ул. Коммунистическая;
- по пер. Комсомольский.

Дата ввода в эксплуатацию котельной - 1991 г. Котельная имеет автономную зону теплоснабжения.

Котельную и тепловые сети системы теплоснабжения, обслуживает МУП "Каменноярское Коммунальное Хозяйство".

На рисунке 1 представлено территориальное расположение котельной на фрагменте карты с. Поды.

По назначению котельная относится к отопительным, по размещению на генплане – к отдельно стоящим.

Тепловая энергия в горячей воде используется на собственные нужды котельной и для теплоснабжения присоединенных потребителей. Согласно предоставленным данным, централизованное снабжение потребителей горячей водой не предусмотрено.

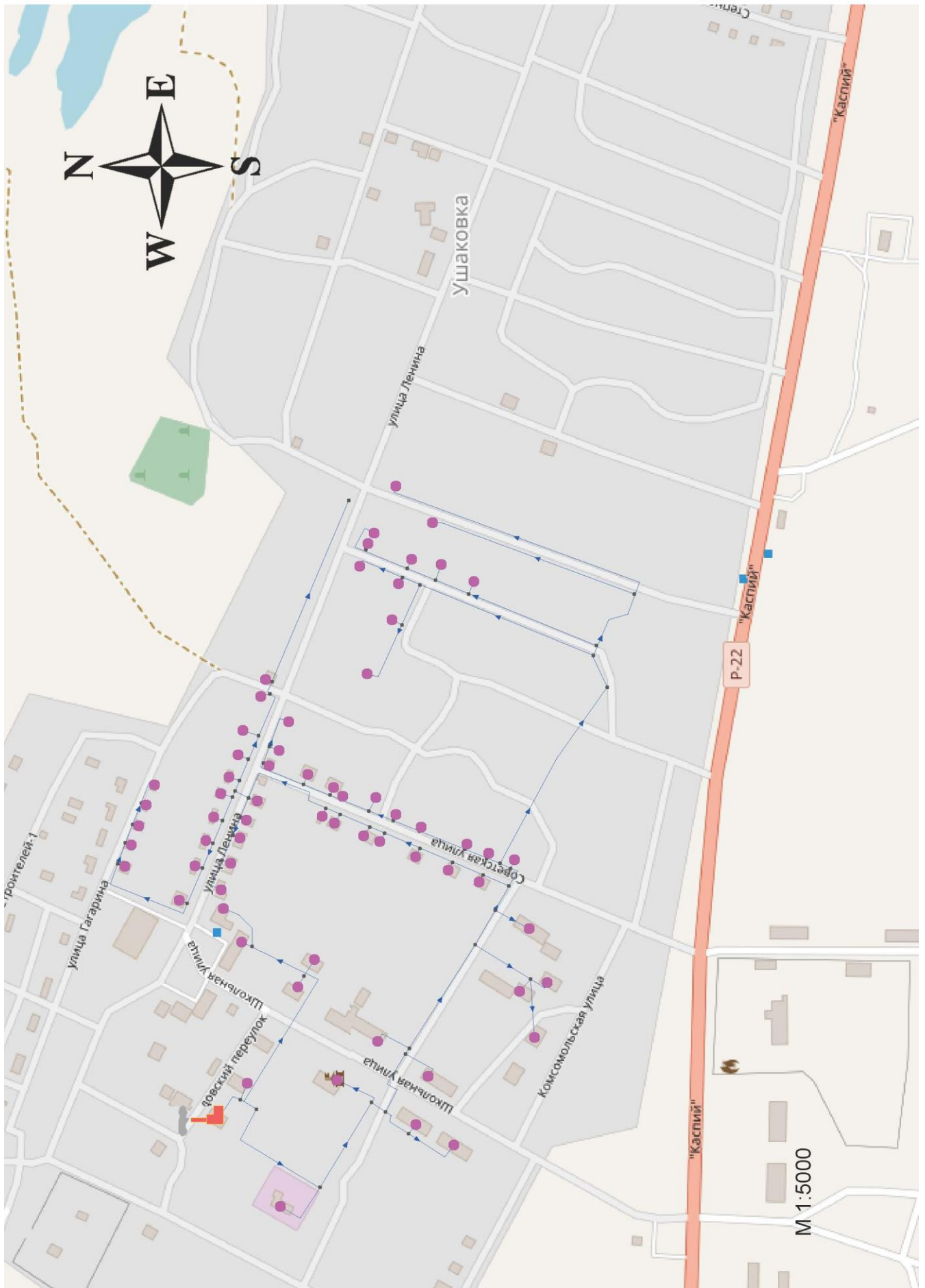


Рисунок 1. Территориальное расположение Котельной с. Поды

Котельная для целей отопления работает в течение отопительного сезона 178 суток - 4272 часа.

В качестве основного топлива используется мазут с низшей теплотворной способностью топлива 9700 ккал/м³. Резервное топливо не предусмотрено.

Схема системы теплоснабжения от котельной двухтрубная. Расчетный и фактический температурный график на выходе из котельной 95/70°C.

Основным источником водоснабжения котельной являются водопровод сельского поселения. По предоставленным сведениям, резервные баки накопители отсутствуют.

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

В котельной с. Поды установлен котел НР-18.

Котлы НР-18 предназначены для работы на жидком, твёрдом и газообразном топливе.

При работе на угле в котел НР-18 устанавливается чугунная колосниковая решетка, зольниковая часть котла подключается к воздуховодам котельной для подачи воздуха на горение. Вентиляторы подачи воздуха, как правило, устанавливаются в отдельном помещении.

При работе котла НР-18 на газе на котле устанавливаются: инжекционные газовые горелки, подовые горелки, горелки БИГ или дутьевые блочные газовые горелки. Из дутьевых газовых горелок ранее применялись газовые горелки Л1-Н, в настоящее время все чаще применяются газовые горелки «ГБЛ-0.85» или горелки импортных производителей Weishaupt, CIB Unigas, FBR.

При работе на мазуте на котлах НР-18 устанавливают ротационные горелки РГМГ или РМГ-1. Ранее устанавливались мазутные горелки завода «Ильмарине».

Стальные водотрубные котлы НР-18 предназначаются для теплоснабжения промышленных и гражданских зданий. Водогрейные котлы НР-18 изготавливаются на давление 5 кг/см² с температурой воды до 115 °С.

Котлы НР-18 могут быть использованы также в качестве паровых низкого давления до 0,7 кг/см² при установке паросборника.

Котлы НР-18 устанавливаются в стационарных котельных.

Котлы НР-18 конструктивно состоят из двух пакетов – правого и левого. Пакеты могут быть разной длины в зависимости от теплопроизводительности котла. Пакеты котла свариваются либо отдельными секциями, каждая из которых состоит из трёх вертикальных стальных бесшовных труб диаметром 99 мм, либо пакет сваривается целиком.

Вертикальные трубы ввариваются внизу и вверху в горизонтальные коллекторы, трубы которых выполняются из стальных бесшовных труб диаметром 108 мм.

Принцип работы котла НР-18:

Вода подводится сзади котла в нижний общий коллектор, а отводится через передний верхний коллектор. Трубопроводы присоединения Ду100мм. Топочные газы, образующиеся в результате сгорания топлива - угля, газа на колосниковой решетке или газа поднимаются вверх топки, проходят между трубами экранов над огнеупорной кладкой и опускаются по конвективным газоходам, омывая снаружи поверхность труб. Далее по двум боковым боровам, уходят в сборный боров котельной.

Снаружи котел должен иметь кирпичную обмуровку огнеупорным кирпичом. В передней части котла имеется две дверцы. При работе котла НР-18 на угле - верхняя дверца служит для подачи угля, шуровки угля во время работы котла, и удаления шлака. Нижняя дверца зольниковая для удаления золы и провального шлака. Сбоку от зольниковой дверцы к котлу подключается

общекотельный воздуховод для подачи воздуха на горение в подколосниковое пространство. Для работы котла на Газе в котле устанавливается газовая горелка (применяются инжекционные газовые горелки, подовые горелки, горелки БИГ или дутьевые блочные газовые горелки) и автоматика регулирования работой котла и безопасности котла.

Для работы котла на мазуте на котле НР-18 устанавливается ротационная мазутная или газо-мазутная горелка.

Гидравлическая схема котла:

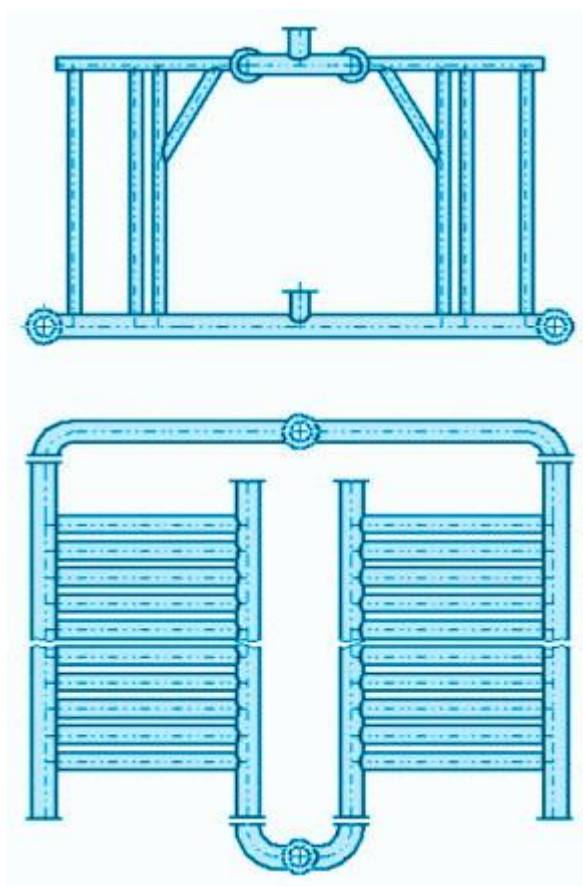


Таблица 3. Технические характеристики котла НР-18:

Характеристика	Ед. изм.	Параметр
Производительность	Гкал/час	0,65
Поверхность нагрева котла	м ²	27,0
- 16 секций	м ²	40,0
- 24 секции	м ²	53,0
- 32 секции		
Объем котла (32 секции):		
- полный	м ³	1,27
- секций	м ³	0,07
Коллектор входной из труб		
- диаметр	мм	159
- толщина стенки	мм	4,0
Коллектор котла из труб		
- диаметр	мм	108
- толщина стенки	мм	4,0
Секции котла из труб		
- диаметр	мм	89
- толщина стенки	мм	3,5
Рабочее давление	кг/см ²	7,0
Пробное давление	кг/см ²	9,0
Расчётная температура воды	°С	70/115
КПД котла, не менее	%	70
Масса	кг	2100
Габариты:		
- длина 32/24/16 секций	мм	2600/1950/1300
- ширина	мм	2400
- высота	мм	1800
вид топлива		Уголь, газ, мазу

1.2.3 Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Ограничения по тепловой мощности отсутствуют, так как нагрузка котельной с. Поды составляет 41 % от установленной мощности.

1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто представлено в таблице 4.

Таблица 4.

Обслуживающая организация	Наименование источника	Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто источника, Гкал/ч
МУП "Каменноярское Коммунальное Хозяйство"	котельная с. Поды	0,65	0,65	0,014	0,636
Итого по поселению		0,65	0,65	0,014	0,636

1.2.5. Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.

Котельная с. Поды. Дата ввода в эксплуатацию котельной - 1979 г. Согласно предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района сведения о последнем освидетельствовании при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса отсутствуют.

1.2.6. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.

На перспективу до 2033 года регулирование отпуска тепловой энергии от энергоисточников предусматривается как качественное по температурному графику.

Режимы регулирования отпуска тепловой энергии от энергоисточников в зависимости от температуры наружного воздуха разрабатываются ежегодно:

- среднечасовой отпуск тепловой энергии от энергоисточников за сутки;
- среднесуточная температура сетевой воды в падающем и обратном коллекторах энергоисточников;
- расход сетевой воды на энергоисточниках.

Отпуск тепловой энергии от котельной с. Поды осуществляется по температурному графику 95/70°C. Регулирование отпуска тепловой энергии качественное по отопительному графику, представленному на рисунке 3.

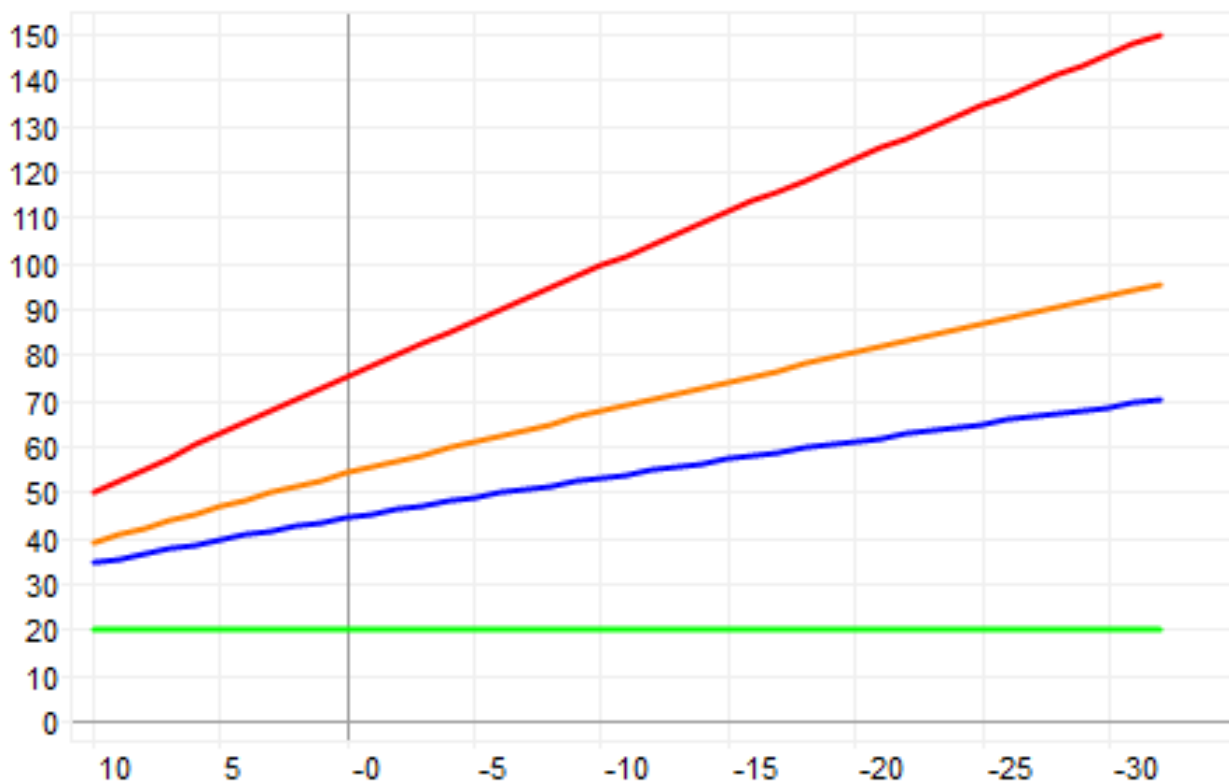


Рисунок 2.

Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого энергоисточника в системе теплоснабжения, в соответствии с действующим законодательством, разрабатывается в процессе проведения энергетического обследования энергоисточника, тепловых сетей и потребителей тепловой энергии.

1.2.7. Среднегодовая загрузка оборудования.

По данным СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» продолжительность отопительного периода – 178 дней.

1.2.8. Способы учета тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети.

Согласно предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района сведения приборы учета тепловой энергии отсутствуют. Учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, производится нормативно.

1.2.9. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.

Согласно предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района сведения о статистике отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии отсутствуют.

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

Согласно предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района сведения о предписаниях надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

1.2.11. Техничко-экономические показатели работы источников теплоснабжения.

Согласно предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района сведения о технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения отсутствуют.

1.3. Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них

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

По состоянию на 01.08.2022 г. тепловые сети с. Поды Черноярского муниципального района эксплуатируются МУП "Каменноярское Коммунальное Хозяйство".

Система теплоснабжения от котельных с. Поды закрытая, двухтрубная, зависимая (одно-контурная). Тепловые сети от котельной до потребителя проложены стальными трубами диаметром от 57 до 100 мм, способ прокладки - наземный на опорах. По тепловым сетям организован отпуск тепловой энергии на отопление.

Внутридомовые системы отопления потребителей присоединены к централизованным системам теплоснабжения преимущественно по зависимым схемам.

Регулирование отпуска тепловой энергии от источников – центрально-качественное по отопительному графику.

Температурный эксплуатационный график в зоне действия котельных с. Поды Черноярского муниципального района – 95/70 °С.

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

Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе представлены в приложении 1.

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

Согласно предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района сведения о годах начала эксплуатации тепловых сетей отсутствуют.

Общая протяженность тепловых сетей, проходящих по территории с. Поды по предоставленным данным составляет:

- 0,404 км. Способ прокладки тепловых сетей - надземная прокладка.

Система теплоснабжения от котельной с. Поды закрытая, двухтрубная, зависимая (одноконтурная). Тепловые сети от котельной до потребителя проложены стальными трубами диаметром от 57 до 219 мм, способ прокладки - наземный на опорах. По тепловым сетям организован отпуск тепловой энергии на отопление. Изоляция трубопроводов выполнена минеральной ватой с последующей изоляцией оцинкованным листом.

Компенсация температурных удлинений теплопроводов решается самокомпенсацией (естественные повороты теплотрассы), П - образными компенсаторами. Трубопроводы тепловой сети имеют тепловую изоляцию.

Характеристика сетей теплоснабжения представлена в таблицах 5.

Таблица 5.

№ п/п	участок	Диаметр трубопровода, мм	Год постройки	Длина участка, м	Материал, конструкция	% износа тепловых сетей	Субъект права	Техническое состояние конструктивных элементов
Котельная с. Поды								
1	Пер. Комсомольский	100	н/д	60	Стальная труба на металлических столбах	н/д	МО «Черноярский район»	неудовлетворительное
2	Ул. 1 Мая	100	н/д	134	Стальная труба на металлических столбах	н/д	МО «Черноярский район»	неудовлетворительное
3	Ул. Коммунистическая	89	н/д	95	Стальная труба на металлических столбах	н/д	МО «Черноярский район»	неудовлетворительное
4	Ул. Коммунистическая	76	н/д	115	Стальная труба на металлических столбах	н/д	МО «Черноярский район»	неудовлетворительное
Итого				404				

Материальная характеристика тепловых сетей с. Поды поселения представлена в таблице 6.

Таблица 6.

Зона теплоснабжения	Протяженность тепловых сетей, м.	Материальная характеристика, м ²	Тепловая нагрузка котельной, Гкал/ч	Удельная материальная характеристика, м ² /Гкал/ч
Котельная с. Поды	404	38,147	0,251	151,98

Анализ удельной материальной характеристики тепловых сетей в с. Поды показывает, что тепловые сети имеют оптимальную загрузку, но при этом существуют резервы для оптимизации.

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

Согласно предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района сведения о типах и количестве секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях отсутствуют.

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

По предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района тепловые пункты, тепловые камеры и павильоны в с. Поды отсутствуют.

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

Режимы регулирования отпуска тепловой энергии от энергоисточника в зависимости от температуры наружного воздуха разрабатываются ежегодно:

- среднечасовой отпуск тепловой энергии от энергоисточников за сутки;
- среднесуточная температура сетевой воды в падающем и обратном коллекторах энергоисточников;
- расход сетевой воды на энергоисточниках.

Отпуск тепловой энергии от котельной с. Поды осуществляется по температурному графику 95/70°С. Регулирование отпуска тепловой энергии качественное по отопительному графику.

Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого энергоисточника в системе теплоснабжения, в соответствии с действующим законодательством, разрабатывается в процессе проведения энергетического обследования энергоисточника, тепловых сетей и потребителей тепловой энергии.

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

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети с. Поды Черноярского муниципального района.

1.3.8. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.

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

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

По предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района сведения о статистике отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет отсутствует.

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

По предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района сведения о статистике восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет отсутствует.

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

Существует несколько способов проведения диагностики тепловых сетей, с помощью которых планируются капитальные и текущие ремонты.

Методы технической диагностики:

- Метод акустической эмиссии. Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих ТС имеет ограниченную область использования.
- Метод магнитной памяти металла. Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом ТС.

Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.

- Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора. При доступной поверхности трассы, желательна с однородным покрытием, наличием точной исполнительной документации, с применением специального программного обеспечения, может очень хорошо показывать состояние обследуемого участка. По вышеназванным условиям применение возможно только на 10% старых прокладок. В некоторых случаях метод эффективен для поиска утечек.

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

- Метод акустической диагностики. Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок ТС.

- Опрессовка на прочность повышенным давлением. Метод применялся и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время в среднем стабильно показывает эффективность 93-94%. То есть 94% повреждений выявляется в ремонтный период и только 6% уходит на период отопления. С применением комплексной оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов, опрессовку стало возможным рассматривать, как метод диагностики и планирования ремонтов, переключений ТС.

Опыт планирования ремонтов, анализ состояния действующих сетей, опыт применения различных методов диагностики позволяет сделать следующие предложения для будущих нормативных документов по ТС:

1. Техническую диагностику на предприятиях тепловых сетей нужно внедрять системно одновременно с изменением системы планирования и проведения ремонтных работ и индивидуально в зависимости от особенностей конкретного предприятия.

2. Нормы эксплуатации необходимо разрабатывать отдельно для каждой теплоснабжающей организации на основании перевода всех данных в электронный вид и последующего анализа.

3. Проектирование новых сетей должно выполняться с прогнозом надежности и предусматривать встроенную систему диагностики с описанием технологии ее проведения и расчетом необходимых финансовых и трудовых затрат.

4. Для разработки нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию ТС, необходимо предварительно проводить достаточно глубокий анализ актуальных паспортных данных прокладок сети, условий их эксплуатации и данные мониторинга состояния за ряд лет.

5. Стратегия развития ЦТ должна быть нацелена на плановую замену сетей и устаревших конструкций на новые более надежные, с гарантированным сроком службы и встроенной автоматической системой выявления мест нарушения условий эксплуатации. Ремонт должен быть только планово-предупредительный.

Испытания тепловых сетей следует проводить в соответствии с СП 41 - 105-2002 «Проектирование и строительство тепловых сетей бесканальной прокладки из стальных труб с индивидуальной тепловой изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке». При проведении испытаний тепловых сетей следует соблюдать требования СНиП 3.05.03, Правил

устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды ПБ 03-75-94, Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и тепловых сетей РД 34.03.201-97.

Согласно материалам предоставленных эксплуатирующей организацией на котельных действует график ППР и опрессовки к осенне-зимнему периоду.

Планово-предупредительный ремонт включает в себя ремонт запорной арматуры, ремонт тепловых колодцев, ремонт теплоизоляции, замена изношенных трубопроводов, гидравлическое регулировка объектов. Гидроиспытание проводится давлением не ниже 12кгс/см².

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

По предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района сведения о периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей отсутствует.

1.3.13. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.

По предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района сведения о нормативах технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя отсутствует.

К нормируемым технологическим потерям теплоносителя относятся технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей в пределах, установленных правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой, М³, определяются по формуле:

$$G_{\text{ут.г}} = aV_{\text{год}}n_{\text{год}}10^{-2} = m_{\text{ут.год.г}}n_{\text{год}}, \quad (1)$$

где a - норма среднегодовой утечки теплоносителя, М³/чМ³, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час;

$V_{\text{год}}$ - среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, М³;

$n_{\text{год}}$ - продолжительность функционирования тепловых сетей в году, ч;

$m_{\text{ут.год.н}}$ - среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, м^3 , определяется из выражения:

$$V_{\text{год}} = (V_{\text{от}}n_{\text{от}} + V_{\text{лп}}n_{\text{лп}}) / (n_{\text{от}} + n_{\text{лп}}) = (V_{\text{от}}n_{\text{от}} + V_{\text{лп}}n_{\text{лп}}) / n_{\text{год}}, \quad (2)$$

где $V_{\text{от}}$ и $V_{\text{лп}}$ - емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, м^3 ;

$n_{\text{от}}$ и $n_{\text{лп}}$ - продолжительность функционирования тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, ч.

При расчете значения среднегодовой емкости необходимо учесть: емкость трубопроводов, вновь вводимых в эксплуатацию, и продолжительность использования данных трубопроводов в течение календарного года; емкость трубопроводов, образуемую в результате реконструкции тепловой сети (изменения диаметров труб на участках, длины трубопроводов, конфигурации трассы тепловой сети) и период времени, в течение которого введенные в эксплуатацию участки реконструированных трубопроводов задействованы в календарном году; емкость трубопроводов, временно выводимых из использования для ремонта, и продолжительность ремонтных работ.

При определении значения среднегодовой емкости тепловой сети в значении емкости трубопроводов в неотопительном периоде должно учитываться требование правил технической эксплуатации о заполнении трубопроводов деаэрированной водой с поддержанием избыточного давления не менее $0,5 \text{ кгс}/\text{см}^2$ в верхних точках трубопроводов.

Прогнозируемая продолжительность отопительного периода принимается как средняя из соответствующих фактических значений за последние 5 лет или в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии.

Потери теплоносителя при авариях и других нарушениях нормального эксплуатационного режима, а также сверхнормативные потери в нормируемую утечку не включаются.

Затраты теплоносителя, обусловленные вводом в эксплуатацию трубопроводов тепловых сетей, как новых, так и после плановых ремонтов или реконструкции, принимаются в размере 1,5-кратной емкости соответствующих трубопроводов тепловых сетей.

Затраты теплоносителя, обусловленные его сливом средствами автоматического регулирования и защиты, предусматриваемыми такой слив, определяются конструкцией указанных приборов и технологией обеспечения нормального функционирования тепловых сетей и оборудования.

Значения годовых потерь теплоносителя в результате слива, м^3 , определяются из формулы:

$$G_{a.н} = \sum_1^k mNn_{\text{год авт.}}, \quad (3)$$

где m - технически обоснованный расход теплоносителя, сливаемого каждым из действующих приборов автоматики или защиты одного типа, $\text{м}^3/\text{ч}$;

N - количество действующих приборов автоматики или защиты одного типа, шт.;

$n_{\text{год авт.}}$ - продолжительность функционирования однотипных приборов в течение года, ч;

k - количество групп однотипных действующих приборов автоматики и защиты.

Затраты теплоносителя при проведении плановых эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ включают потери теплоносителя при выполнении подготовительных работ, отключении участков трубопроводов, их опорожнении и последующем заполнении.

Нормирование затрат теплоносителя на указанные цели производится с учетом регламентируемой нормативными документами периодичности проведения эксплуатационных испытаний и других регламентных работ и утвержденных эксплуатационных норм затрат для каждого вида испытательных и регламентных работ в тепловых сетях для данных участков трубопроводов.

План проведения эксплуатационных испытаний тепловых сетей и других регламентных работ утверждается руководителем теплосетевой организации и включается в состав обосновывающих нормативы материалов.

Нормативные технологические потери и затраты тепловой энергии при ее передаче включают:

- потери и затраты тепловой энергии, обусловленные потерями и затратами теплоносителя;
- потери тепловой энергии теплопередачей через изоляционные конструкции трубопроводов и оборудование тепловых сетей.

Определение нормативных технологических затрат и потерь тепловой энергии, обусловленных потерями и затратами теплоносителя - воды.

Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии, Гкал , обусловленных потерями теплоносителя, производится по формуле:

$$Q_{y.н} = m_{y.год.н} \rho_{год} c [b\tau_{1год} + (1-b)\tau_{2год} - \tau_{х.год}] n_{год} 10^{-6}, \quad (8)$$

где $\rho_{год}$ - среднегодовая плотность теплоносителя при средней (с учетом b) температуре теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, $\text{кг}/\text{м}^3$;

b - доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом тепловой сети (при отсутствии данных можно принимать от 0,5 до 0,75);

$\tau_{1год}$ и $\tau_{2год}$ - среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по температурному графику регулирования тепловой нагрузки, $^{\circ}\text{C}$;

$\tau_{x.год}$ - среднегодовое значение температуры исходной воды, подаваемой на источник тепло-снабжения и используемой для подпитки тепловой сети, °С;
 c - удельная теплоемкость теплоносителя, ккал/кг °С.

Среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах рассчитываются как средневзвешенные по среднемесячным значениям температуры теплоносителя в соответствующем трубопроводе с учетом числа часов работы в каждом месяце. Среднемесячные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах определяются по эксплуатационному температурному графику отпуска тепловой энергии в соответствии с ожидаемыми среднемесячными значениями температуры наружного воздуха.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха определяются как средние из соответствующих статистических значений по информации метеорологической станции за последние 5 лет, или в соответствии со строительными нормами и правилами по строительной климатологии и климатологическим справочником.

Средневзвешенные значения температуры теплоносителя в подающих $\tau_{1год}$ и обратных $\tau_{2год}$ трубопроводах тепловой сети, °С, можно определить по формулам:

$$\tau_{1год} = \sum (\tau_{1i} n_i) / (n_{от} + n_{л}) = \sum (\tau_{1i} n_i) / n_{год} ; \quad (9a)$$

$$\tau_{2год} = \sum (\tau_{2i} n_i) / (n_{от} + n_{л}) = \sum (\tau_{2i} n_i) / n_{год} , \quad (9б)$$

где τ_{1i} и τ_{2i} - значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по эксплуатационному температурному графику отпуска тепловой энергии при средней температуре наружного воздуха соответствующего месяца, °С.

Среднегодовое значение температуры $\tau_{x.год}$ исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения для подпитки тепловой сети, °С, определяется по формуле, аналогичной формулам (9а) и (9б).

При отсутствии достоверной информации по температурам исходной воды допустимо принимать $\tau_{x.от} = 5^\circ\text{C}$, $\tau_{x.л} = 15^\circ\text{C}$.

Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение новых участков трубопроводов и после плановых ремонтов, Гкал, определяются:

$$Q_{зап} = 1,5 V_{тр.з} \rho_{зап} c (\tau_{зап} - \tau_x) 10^{-6} , \quad (10)$$

где $V_{тр.з}$ - емкость заполняемых трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организации, M^3 ;

$\rho_{зап}$ - плотность воды, используемой для заполнения, $\text{кг}/\text{M}^3$;

$\tau_{\text{зап}}$ - температура воды, используемой для заполнения, °С;

τ_x - температура исходной воды, подаваемой на источник тепловой энергии в период заполнения, °С.

Нормативные технологические потери тепловой энергии со сливами из приборов автоматического регулирования и защиты, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{а.н}} = G_{\text{а.н}} \rho_{\text{сл}} c (\tau_{\text{сл}} - \tau_x) 10^{-6}, \quad (11)$$

где $G_{\text{а.н}}$ - годовые потери теплоносителя в результате слива, М^3 ;

$\rho_{\text{сл}}$ - среднегодовая плотность теплоносителя в зависимости от места установки автоматических приборов, $\text{кг}/\text{М}^3$;

$\tau_{\text{сл}}$ и τ_x - температура сливаемого теплоносителя и исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения в период слива, °С.

При запланированном проведении эксплуатационных испытаний и других регламентных работ должны быть определены затраты тепловой энергии с этой составляющей затрат теплоносителя по формулам, аналогичным формуле (11).

Определение нормативных технологических затрат и потерь тепловой энергии, обусловленных потерями и затратами теплоносителя - пара.

Нормативные потери тепловой энергии, обусловленные потерями пара, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{шт}} = G_{\text{шт}} (i_{\text{п}} - i_x) 10^{-3}, \quad (12)$$

где $i_{\text{п}}$ и i_x - энтальпия пара при средних значениях давления и температуры по отдельным магистралям на источнике теплоснабжения и на границе эксплуатационной ответственности, а также исходной воды, ккал/кг.

Нормативные потери тепловой энергии, обусловленные потерями конденсата, Гкал, определяются по формуле:

$$Q_{\text{пк}} = G_{\text{пк}} c (\tau_{\text{конд}} - \tau_x) 10^{-3}, \quad (13)$$

где $\tau_{\text{конд}}$ и τ_x - средние за период функционирования паровых сетей значения температуры конденсата и исходной воды на источнике теплоснабжения, °С.

Потери тепловой энергии, связанные с проведением эксплуатационных испытаний паропроводов и конденсатопроводов и (или) других регламентных работ, включая прогрев, продувку паропроводов определяются по формулам, аналогичным [формулам \(12\)](#) и [\(13\)](#).

Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов водяных тепловых сетей.

Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов производится на базе значений часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях эксплуатации тепловых сетей.

В отдельных случаях возникает необходимость вместо среднегодовых значений удельных часовых тепловых потерь определять среднесезонные значения, например, при работе сетей только в отопительный период при отсутствии горячего водоснабжения или при самостоятельных тепловых сетях горячего водоснабжения, осуществлении горячего водоснабжения по открытой схеме по одной трубе (без циркуляции)

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей производится согласно значениям норм тепловых потерь (теплового потока).

Значения нормативных удельных часовых тепловых потерь при среднегодовых (среднесезонных) условиях эксплуатации, отличающихся от значений, приведенных в соответствующих таблицах, ккал/мч, определяются линейной интерполяцией или экстраполяцией.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей, производится в зависимости от года проектирования теплопроводов:

- спроектированных с 1959 г. по 1989 г. включительно;
- спроектированных с 1990 г. по 1997 г. включительно;
- спроектированных с 1998 г. по 2003 г. включительно;
- спроектированных с 2004 г.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь, Гкал/ч, для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей производится по формуле:

$$Q_{\text{из.н.год}} = \sum (q_{\text{из.н}} L \beta) 10^{-6}, \quad (14)$$

где $q_{\text{из.н}}$ - удельные часовые тепловые потери трубопроводами каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые (среднесезонные) условия эксплуатации, ккал/чм;

L - длина участка трубопроводов тепловой сети, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами (принимается 1,2 при диаметре трубопроводов до 150 мм и 1,15 - при диаметре 150 мм и более, а также при всех диаметрах трубопроводов бесканальной прокладки, независимо от года проектирования).

Значения нормативных часовых тепловых потерь, Гкал/ч, участков трубопроводов тепловых сетей, аналогичных участкам трубопроводов, подвергавшихся испытаниям на тепловые потери, по типу прокладки, виду изоляционных конструкций и условиям эксплуатации, определяются для трубопроводов подземной и наземной прокладки отдельно по формуле, аналогичной [формуле \(8\)](#):

$$Q_{\text{из.н.год}} = \sum (k_{\text{и}} q_{\text{из.н}} L \beta) 10^{-6}, \quad (15)$$

где k_n - поправочный коэффициент для определения нормативных часовых тепловых потерь, полученный по результатам испытаний на тепловые потери.

[Приказом](#) Минэнерго России от 10 августа 2012 г. N 377 в пункт 11.3.5 внесены изменения

Значения поправочного коэффициента k_n определяются по формуле:

$$k_n = Q_{\text{из.год.н}} / Q_{\text{норм.год.н}}, \quad (16)$$

где $Q_{\text{из.год.н}}$ и $Q_{\text{норм.год.н}}$ - тепловые потери, определенные в результате испытаний на тепловые потери, пересчитанные на среднегодовые условия эксплуатации каждого испытанного участка трубопроводов тепловой сети, и потери, определенные по нормам для тех же участков, Гкал/ч.

Значения тепловых потерь трубопроводами тепловых сетей за год, Гкал, определяются на основании значений часовых тепловых потерь при среднегодовых (среднесезонных) условиях эксплуатации.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь паропроводов для всех участков магистралей производится на основе сведений о конструктивных особенностях теплопроводов (тип прокладки, год проектирования, наружный диаметр трубопроводов, длина участка) и норм тепловых потерь (теплового потока).

Для определения средних параметров теплоносителя на i -ом участке магистрали необходимо рассчитать конечные параметры теплоносителя i -го участка исходя из среднегодовых параметров (давление и температура) пара на источнике теплоснабжения и максимальных договорных расходов пара у каждого потребителя. Конечная температура (τ_{2i}) i -го участка магистрали определяется по формуле:

$$\tau_{2i} = t_o^{\text{ср.г}} + (\tau_{1i} - t_o^{\text{ср.г}}) \cdot e^{\frac{-L_i \cdot \beta}{R_i \cdot G_i \cdot 10^3 \cdot c}}, \quad (17)$$

где $t_o^{\text{ср.г}}$ - среднегодовая температура окружающей среды (наружный воздух - для наземной прокладки, грунт - для подземной), °С;

τ_{1i} - температура пара в начале i -го участка, °С;

β - коэффициент местных тепловых потерь;

R_i - суммарное термическое сопротивление i -го участка, $(\text{м} \cdot \text{ч} \cdot \text{°C}) / \text{ккал}$, определяется в соответствии с методическими указаниями по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии;

G_i - расход пара на i -ом участке, т/ч;

c_i - удельная изобарная теплоемкость пара при средних значениях давления и температуры (среднее значение температуры на 1-ой итерации принимается равным $\tau_{\text{ср.}i} = \tau_{1i} - 30^\circ\text{C}$) на i -ом участке, $\text{ккал} / (\text{кг} \cdot \text{°C})$.

После вычисления τ_{2i} уточняется удельная изобарная теплоемкость пара c_i (при температуре $\tau_{ср.i} = \frac{\tau_{1i} + \tau_{2i}}{2}$ и среднем давлении $P_{ср.i} = \frac{P_{1i} + P_{2i}}{2}$) и расчет повторяется до получения разницы $(\tau_{2i}^{(n)} - \tau_{2i}^{(n+1)}) \leq 5^\circ\text{C}$, где $\tau_{2i}^{(n)}$ и $\tau_{2i}^{(n+1)}$ среднегодовые температуры в конце магистрали при n и $(n+1)$ расчете.

Конечное абсолютное давление пара i -го участка магистрали определяется по формуле:

$$P_{2i} = P_{1i} \cdot \sqrt[1 - \frac{2R_{1i} \cdot (1 + \alpha_i) \cdot (\tau_{ср.i} + 273,15)}{P_{1i} \cdot (\tau_{1i} + 273,15) \cdot 10^4} \cdot L_i]{}, \quad (18)$$

где P_{1i} - абсолютное давление пара в начале i -го участка, кгс/см^2 ;

L_i - длина i -го участка паропровода, м;

R_{1i} - удельное линейное падение давления i -го участка, $\text{кг/м}^2 \cdot \text{м}$;

α_i коэффициент местных потерь давления i -го участка.

Удельное линейное падение давления на i -ом участке определяется по формуле:

$$R_{1i} = \frac{8,34 \cdot G_i^2}{P_{1i} \cdot d_{вн.i}^{5,25}} \cdot 10^{-5}, \quad (19)$$

где P_{1i} плотность пара i -го участка паропровода, кг/м^3 ;

$d_{вн.i}$ - внутренний диаметр паропровода на i -ом участке, м.

Коэффициент местных потерь давления i -го участка определяется по формуле:

$$\alpha_i = \frac{76,45 \cdot \sum \xi_i \cdot d_{вн.i}^{1,25}}{L_i}, \quad (20)$$

где $\sum \xi_i$ сумма коэффициентов местных сопротивлений на i -ом участке.

Для паровых сетей в системах теплоснабжения от отопительных (производственно-отопительных) котельных с присоединенной тепловой нагрузкой (по пару) до 7 Гкал/ч ожидаемые средние значения давления пара и его температуры могут определяться по каждому паропроводу в целом по приведенным ниже формулам (21) и (22):

среднее давление пара $P_{ср}$ в паропроводе, кгс/см^2 , определяется по формуле:

$$P_{\text{ср}} = \left[\sum_i^k (P_{\text{н}} - P_{\text{к}}) n_{\text{const}} / 2 \right] / n_{\text{год}}, \quad (21)$$

где $P_{\text{н}}$ и $P_{\text{к}}$ - давление пара в начале каждого паропровода и на границах эксплуатационной ответственности организации по периодам функционирования n_{const} , ч, с относительно постоянными значениями давления, кгс/см²;

$n_{\text{год}}$ - продолжительность функционирования каждого паропровода в течение года, ч;
 k - количество паропроводов паровой сети, шт.

средняя температура пара $t_{\text{п}}^{\text{ср}}$, °С, определяется по формуле:

$$t_{\text{п}}^{\text{ср}} = \left[\sum_i^k (t_{\text{н}} - t_{\text{к}}) n_{\text{const}} / 2 \right] / n_{\text{год}}, \quad (22)$$

где $t_{\text{н}}$ и $t_{\text{к}}$ - температура пара в начале каждого паропровода и на границах эксплуатационной ответственности организации по периодам функционирования, °С.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь для условий, средних за период эксплуатации конденсаторов, производится согласно значениям норм тепловых потерь (теплового потока), в соответствии с годом проектирования конкретных участков тепловых сетей.

Значения нормативных удельных часовых тепловых потерь при условиях, средних за период эксплуатации, отличающихся от значений, приведенных в соответствующих таблицах, ккал/мч, определяются линейной интерполяцией или экстраполяцией.

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

Фактические потери тепловой энергии при передаче представлена в таблице 7.

Таблица 7.

Наименование источника теплоснабжения	Вид теплопотери	Фактические потери тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии за последние 3 года		
		2020 г	2021 г	2022 г
Котельная с. Поды	Потери ТЭ через изоляцию, Гкал	56,694	56,694	56,694
	Потери ТЭ с утечкой, Гкал	33,992	33,992	33,992

Итого	90,686	90,686	90,686
-------	--------	--------	--------

Так как потребление теплоносителя не ведется, точный учет потерь не возможен.

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

По предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района сведения о предписаниях надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результатов их исполнения отсутствуют.

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

Система теплоснабжения от с. Поды закрытая, двухтрубная, зависимая (одноконтурная). Тепловые сети от котельной до потребителя проложены стальными трубами диаметром от 57 до 100 мм, способ прокладки - наземный на опорах. По тепловым сетям организован отпуск тепловой энергии на отопление.

Внутридомовые системы отопления потребителей присоединены к централизованным системам теплоснабжения преимущественно по зависимым схемам.

Услуга ГВС от централизованных котельных на территории с. Поды не предоставляется. Приготовление ГВС на территории поселения организовано децентрализованно на индивидуальных водонагревателях, установленных у потребителей.

Регулирование отпуска тепловой энергии от источников – центрально-качественное по отопительному графику.

Температурный эксплуатационный график в зоне действия котельных с. Поды - 90/65°C.

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

Приборы учета отпущенной тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, отсутствуют. Установка приборов учета тепла для небольших многоквартирных и индивидуальных домов нерентабельна.

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

По предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района диспетчерские службы теплоснабжающих (теплосетевых) организаций, средства автоматизации, телемеханизации и связи отсутствуют.

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

Автоматизация центральных тепловых пунктов и насосных станций отсутствуют.

1.3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.

Средства и оборудование для защиты сетей от превышения давления отсутствуют.

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

Бесхозные тепловые сети отсутствуют. Обоснование в выборе организации, уполномоченной на их эксплуатацию отсутствует.

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

Данные энергетических характеристик тепловых сетей отсутствуют.

1.4. Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии

1.4.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления.

С. Поды находится Черноярском районе Астраханской области. В состав сельского поселения входит один населенный пункт: с. Поды.

От одной малопроизводительной котельной, расположенной в с. Поды, отапливается в отопительный сезон административно - бытовая и часть прилегающей жилой застройки центральной части села. Среднегодовое потребление теплоэнергии составляет 1133,082 Гкал. Сети теплоснабжения и котельные обслуживаются МУП "Каменнаярское Коммунальное Хозяйство".

Основной жилищно-коммунальный сектор имеет индивидуальное отопление на угле и дровах. Проектом предлагается сохранение на перспективу существующих котельных с реконструкцией зданий и модернизацией оборудования по мере газификации села природным газом.

Расчет проектной нагрузки на расчетный срок произведен с учетом роста численности населения и увеличения общей площади жилого фонда. Отопление жилых домов секционного и усадебного типа в основном сохраняется от существующей котельной, предполагается, что часть индивидуальных застройщиков отдаст предпочтение самостоятельному теплоснабжению по автономной системе от индивидуальных двухконтурных газовых котлов, которые обеспечат потребителя отоплением и ГВС. К расчету принята существующая жилая застройка 12,36 тыс. м². Котельные обслуживаются МУП «Черноярское коммунальное хозяйство». В качестве топлива в котельных повсеместно используется мазут, завозимый из с. Чёрный Яр и с г. Волгограда, в индивидуальной застройке – мазут, уголь, дрова, кизяк.

По данным СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»:

- температура воздуха наиболее холодной пятидневки составляет -18 0С;
- средняя температура наружного воздуха за отопительный период -2,2 0С;
- продолжительность отопительного периода – 178 дней.

Теплоснабжение с. Поды Черноярского района Астраханской области осуществляется от централизованных и децентрализованных источников тепловой энергии. Централизованным теплоснабжением в поселении обеспечены все общественные организации.

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

Установленная мощность теплоисточника взята на основании технического паспорта котельной и данных, размещенных на официальных сайтах в рамках раскрытия информации. Располагаемая мощность источников определена по режимным картам котлоагрегатов и котлов, а также в результате анализа данных, предоставленных в результате запросов.

Краткие характеристики источников теплоснабжения представлены в таблице 8.

Таблица 8.

Обслуживающая организация	Наименование источника	Установленная мощность источника, Гкал/ч	Располагаемая мощность источника, Гкал/ч	Собственные нужды источника, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто источника, Гкал/ч
МУП "Каменоярское Коммунальное Хозяйство"	котельная с. Поды	0,65	0,65	0,014	0,636
Итого по поселению		0,65	0,65	0,014	0,636

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

Сложившаяся ситуация такова, что потребители в целом по району отключаются от централизованных источников теплоснабжения ввиду того, что стоимость 1 Гкал очень высока. Потребители тепловой энергии при газификации населенных пунктов, стараются перейти на альтернативные источники центральному теплоснабжению.

Прогнозирование развития, сложившееся ситуация ведет к тому, что потребители тепловой энергии, а именно население будут отключены от централизованного источника теплоснабжения.

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 года № 190-ФЗ п.15 ст. 14. «О теплоснабжении» с 01.01.2011 г. запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством РФ, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения. Перевод на автономное отопление отдельно взятой квартиры в многоквартирном доме приводит к изменению теплового баланса дома и нарушению работы инженерной системы дома.

Следует отметить, что отключение от централизованного теплоснабжения многоквартирного дома невозможно в случае возникновения серьезных нарушений в схеме теплоснабжения

муниципального образования, возникших при отключении многоквартирного дома от централизованного теплоснабжения.

В свою очередь, любые действия по замене и переносу инженерных отопительных сетей и оборудования, которые произведены при отсутствии соответствующего согласования или с нарушением проекта переустройства, представленного для согласования, именуется самовольным переустройством.

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

При разработке схемы теплоснабжения были использованы данные о территориальном делении, установленные в утвержденной схеме территориального планирования Черноярского муниципального района. Генеральный план с. Поды на момент разработки схемы теплоснабжения не разработан. Условно территория населенных пунктов с расположенным централизованным источником теплоснабжения разделены на территории (зоны) действия источника теплоснабжения и территории (зоны) действия индивидуальных источников теплоснабжения. Информация о значении потребления тепловой энергии в расчетных элементах при расчетных температурах наружного воздуха приведена в пункте 1.4.1 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

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

Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение не предоставлены.

1.4.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения

Значения тепловых нагрузок, указанные в договорах теплоснабжения не предоставлены.

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

Сравнения величин договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия источника тепловой энергии не предоставляется возможным, по причине отсутствия предоставленных данных.

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

Балансы тепловой мощности и тепловых нагрузок котельных с. Поды представлены в таблице 9. Расчетная температура наружного воздуха для населенных пунктов сельского поселения согласно СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» равна - 18°C.

Таблица 9.

<i>№ п/п</i>	<i>Наименование показателя.</i>	<i>Котельная с. Поды</i>
<i>А</i>	<i>1</i>	<i>2</i>
1	Количество выработанной тепловой энергии котлами, Гкал.	1133,082
2	Отпуск тепла с коллекторов котельной, Гкал	1133,082
3	Покупка тепловой энергии, Гкал	-
4	Отпуск в тепловую сеть, Гкал	1071,54
5	Потери в тепловых сетях Гкал:	90,647
	через теплоизоляцию	56,654
	с утечками	33,992
6	Полезный отпуск тепловой энергии всего, Гкал, в том числе:	980,894
6.1	-для реализации сторонним потребителям	-
6.2	-бюджетным потребителям	н/д
6.3	-Населению	н/д
	ГВС населению	-
6.4	-для собственного потребления котельной	61,542



Рисунок 3.

Большую часть потерь теплоносителя связано с его транспортом, а именно потери теплоносителя через изоляцию трубопровода и потери теплоносителя, связанные с утечками. Характеристика трубопроводов тепловых сетей приведена в п.1.3.3 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения. На рисунке 4 графически отображены потери тепла, связанные с транспортом теплоносителя по централизованной системе с. Поды.

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

По предоставленным данным подключение новых потребителей тепловой энергии не производился. Изменений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения, зафиксированных за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения нет.

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

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источника тепловой энергии представлены в таблице 10.

Таблица 10.

Адрес источника тепловой энергии	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч			Фактическая максимальная часовая тепловая нагрузка, приведённая к расчётным условиям, Гкал/ч			Резерв тепловой мощности Гкал/ч
	установленная	располагаемая	нетто	всего	в том числе		
					без учёта потерь	потери тепла при передаче	
Котельная с. Поды	0,65	0,65	0,636	0,251	0,23	0,021	+0,385

1.6.1. Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии

Структура балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии представлена в таблице 11.

Таблица 11.

Показатель	Ед. изм.	2022
Перспективный баланс тепловой мощности в зоне действия котельная с. Поды		
Установленная мощность	Гкал/ч	0,65
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	лет	31
Располагаемая мощность	Гкал/ч	0,65
Потери располагаемой тепловой мощности	Гкал/ч	0,000
Технологические и собственные нужды	Гкал/ч	0,014
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/ч	0,251
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,021

Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,23
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,636
Резерв/дефицит тепловой мощности нетто	Гкал/ч	+0,385

1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии

Резерв и дефицит тепловой мощности нетто по источнику тепловой энергии сведен в таблицу 12.

Таблица 12.

<i>Наименование котельной</i>	<i>Установленная Производит. Котельной, Гкал/ч</i>	<i>Расчетная под-ключенная нагрузка, Гкал/ч</i>	<i>Резерв (+), Дефицит (-) мощности, %</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
Котельная с. Поды	0,65	0,265	+0,385

1.6.3. 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

Разработка гидравлического режима для системы теплоснабжения населенного пункта проводится эксплуатирующей организацией в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных Приказом Минэнерго России от 24.03.2003 г. № 115. Ежегодно разрабатываются гидравлические режимы работы системы теплоснабжения. Мероприятия по регулированию расхода воды у потребителей составляются для каждого отопительного сезона.

1.6.4. Анализ причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Дефицит тепловой энергии - технологическая невозможность обеспечения тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, объема поддерживаемой резервной мощности и подключаемой тепловой нагрузки. Как видно из п 1.6.2. обосновывающих материалов дефициты тепловой энергии на централизованных источниках теплоснабжения не возникает. Для того, чтобы дефициты тепловой энергии не возникали на тепловых источниках, необходимо вовремя проводить планово-предупредительные и капитальные ремонты основного и вспомогательного оборудования котельных, а также преждевременную замену тепловых сетей.

1.6.5. Анализ резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности.

На территории с. Поды на источнике централизованного теплоснабжения наблюдается резерв тепловой мощности, связано это с тем, что потребители отключаются от централизованных источников, а расширение или перераспределение зон действия источников теплоснабжения не наблюдается, поскольку стоимости 1 Гкал выше в сравнении со стоимостью эксплуатации зданий на индивидуальных источниках теплоснабжения.

1.7. Часть 7. Балансы теплоносителя

1.7.1. Описание 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.

Теплоносителем на котельных с. Поды Черноярского муниципального района является вода. Забор воды производится из скважин населенных пунктов.

К потерям и затратам теплоносителя в процессе передачи, распределения и потребления тепловой энергии и теплоносителя относятся технологические затраты, обусловленные используемыми технологическими решениями и техническим уровнем оборудования системы теплоснабжения, а также утечки теплоносителя, обусловленные эксплуатационным состоянием тепловой сети и систем теплопотребления.

Емкость тепловых сетей с. Поды представлена в таблице 13:

Таблица 13.

<i>№ п/п</i>	<i>Диаметр труб, мм</i>	<i>Год ввода в экс- плуатацию</i>	<i>Тип прокладки</i>	<i>Удельный объем, м³/км</i>	<i>Протяжен- ность трубопроводов, км</i>	<i>Емкость трубо- проводов, м³</i>
<i>Котельная с. Поды</i>						
1	100	н/д	Н	7,54	0,194	1,46
2	80	н/д	Н	4,9	0,095	0,47
3	65	н/д	Н	3,63	0,115	0,42
итого					0,404	2,35

Потребление воды котельными за 2022 год представлено в таблице 14:

Таблица 14.

№ п/п	Наименование	Нормативные значения потерь теплоносителя (Му.н.)			Расход воды на ХВО	Нормативный расход подпиточной воды	Объем воды для разового наполнения тепловых се- тей и системы ГВС	Технологические потери	Итого годовая потре- бность
		отоп. сезон	Не отоп. сезон	год					
		м ³ /сут	м ³ /Сут	м ³ /год					
1	Котельные с. Поды	0,423	-	75,294	-	0,141	2,35	117,86	220,602

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

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок в зонах действия источников тепловой энергии, а также максимумы подпитки в эксплуатационных и аварийных режимах представлены в таблице 15. Расчет нормативных утечек теплоносителя, а также максимальный объем подпитки тепловой сети в период повреждения участков произведен на основании данных обслуживающих организаций, планов развития системы теплоснабжения, а также в соответствии с СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиН 41-02-2003» (утв. Приказом Минрегиона России от 30.06.2012 № 280).

Таблица 15.

Наименование	Ед. изм.	2021	2022-2025	2026-2029	2030-2033
Перспективные балансы производительности ХВО котельной с. Поды					
Производительность ХВО	т/ч	-	-	-	-
Располагаемая производительность ХВО	т/ч	-	-	-	-
Собственные нужды	т/ч	0,0276	0,0276	0,0276	0,0276
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч:	т/ч	1,2	1,2	1,2	1,2
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,018	0,018	0,018	0,018
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,108	0,108	0,108	-
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего	т/ч	-	-	-	-

водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)					
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч	0,006	0,006	0,006	0,006
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч	0,202	0,202	0,202	0,202
Резерв (+)/дефицит (-) ХВО	т/ч	+0,8384	+0,8384	+0,8384	+0,9464
Доля резерва	%	69,9	69,9	69,9	78,9

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

1.8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Основное и вспомогательное топливо по котельным с. Поды приведены ниже:

Таблица 16.

<i>Наименование теплоисточника</i>	<i>Вид топлива</i>	
	<i>Основное</i>	<i>Резервное</i>
Котельная с. Поды	Мазут 9800 ккал/кг	-

Потребление топлива котельными приведено ниже:

Таблица 17.

<i>Наименование теплоисточника</i>	<i>Расход топлива на выработку тепла, т.у.т.</i>						
	<i>Всего</i>	<i>в том числе для потребителей</i>					
		<i>Феде рал. собств.</i>	<i>обл. собств.</i>	<i>Собств. Муниципального района</i>	<i>собств. городского (сельского) поселения</i>	<i>Население</i>	<i>Прочие</i>
Котельная с. Поды	74,456	0	0	0	74,456	-	-

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

В соответствии с предоставленными данными резервное топливо отсутствует.

1.8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Некоторая нестабильность показателей калорийности и удельного веса привозного мазута никоим образом не влияет на работу оборудования и не сказывается на экономических показателях.

1.8.4. Описание использования местных видов топлива.

Местные виды топлива не используются.

1.9. Часть 9. Надежность теплоснабжения

1.9.1. Показатели, определяемые в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.

Надежность системы теплоснабжения – их способность производить, транспортировать и распределять среди потребителей в необходимых количествах теплоноситель с соблюдением заданных параметров при нормальных условиях эксплуатации.

Главный критерий надежности систем – безотказная работа элемента (системы) в течение расчетного времени. Система теплоснабжения относится к сооружениям, обслуживающим человека, ее отказ влечет недопустимые для него изменения окружающей среды.

Системы теплоснабжения с. Поды Черноярского муниципального района были запроектированы и построены в соответствии с действовавшими на период проектирования нормативно-техническими документами (НТД), в частности – СНиП 11-35-76, СНиП 11-Г.10-62, СНиП 11-36-73, СНиП 2.04-86 и т.д.

Системы теплоснабжения по требованиям надежности должны отвечать действовавшим на период проектирования нормам и правилам.

Для оценки надежности пользуются понятиями отказа элемента и отказа системы. Под первым понимают внезапный отказ, когда элемент необходимо немедленно выключить из работы. Отказ системы – такая аварийная ситуация, при которой прекращается подача теплоты хотя бы одному потребителю. У нерезервированной системы такое явление может и не произойти. Система теплоснабжения – сложное техническое сооружение, поэтому ее надежность оценивается показателем качества функционирования. Если все элементы системы исправны, то исправна, и она в целом.

1.9.2. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

За последнее время на территории с. Поды аварийных повреждений тепловых сетей не было.

1.9.3. Частота отключений потребителей

За последнее время на территории с. Поды аварийных отключений потребителей тепловой энергии по причине повреждения тепловых сетей и оборудования котельных не было.

1.9.4. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

Сведений по времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений нет в связи с отсутствием данных по аварийным отключениям.

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

В связи с неполнотой предоставленных данных нет возможности определить тепловые сети, не соответствующие нормативной надежности и безопасности теплоснабжения.

1.9.6. Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении

Анализ аварийных ситуаций при теплоснабжении потребителей после аварийных отключений не выполнялся в связи с отсутствием данных по аварийным отключениям.

1.9.7. Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

Анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений не выполнялся в связи с отсутствием данных по аварийным отключениям.

1.10. Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

1.10.1. Описание изменений технико-экономических показателей теплоснабжающих и теплосетевых организаций для каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Таблица 18.

Наименование	Центральная котельная
Суммарная мощность источников теплоснабжения на конец отчетного года, Гкал/ч	0,65
Протяженность тепловых сетей, км	0,404
Среднегодовая балансовая стоимость производственных мощностей (включая арендованные) источников теплоснабжения, тыс.руб.	н/д
Произведено тепловой энергии за год - всего, Гкал	1133,082
Отпущено тепловой энергии – Всего Гкал	980,894

1.11. Часть 11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

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

Тарифы на тепловую энергию устанавливаются службой по тарифам Астраханской области. В 2022 году тариф на отпускаемую тепловую энергию потребителям МУП «Каменноярское Коммунальное Хозяйство» Черноярского муниципального района Астраханской области с календарной разбивкой составляет:

Таблица 19.

Потребители, оплачивающие производство и передачу тепловой энергии (без учета НДС)	Вид тарифа	Тариф на тепловую энергию					
		Вид теплоносителя					
		горячая вода в системе централизованного теплоснабжения на отопление					
		2020 год		2021 год		2022 год	
		01.01-30.06	01.07-31.12	01.01-30.06	01.07-31.12	01.01-30.06	01.07-31.12
население	одноставочный руб./Гкал	3463.11	3463.11	3463.11	3563.38	3875.04	4083.63
	Двухставочный руб./Гкал	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Бюджетные потребители	одноставочный руб./Гкал	3463.11	3463.11	3463.11	3563.38	3875.04	4083.63
	Двухставочный руб./Гкал	нет	нет	нет	нет	нет	нет
Прочие потребители	одноставочный руб./Гкал	3463.11	3463.11	3463.11	3563.38	3875.04	4083.63
	Двухставочный руб./Гкал	нет	нет	нет	нет	нет	нет

1.11.2. Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Тарифы на тепловую энергию регулируются службой по тарифам Астраханской области.

1.11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения

Данные по оплате за подключение к системе теплоснабжения не предоставлены.

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

По данным Заказчика плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей не взимается.

1.12. Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения муниципального образования

1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплотребляющих установок потребителей)

Основные технические и технологические проблемы:

- теплотрассы, выполненные надземным способом, имеют повышенные потери тепла из-за разрушения изоляционного слоя от атмосферных и механических воздействий;
- гидравлическая разрегулировка тепловых сетей, независимо от тепловых мощностей котельных;
- регулировкой горелок, автоматики и другого оборудования котельная настраивается на режим, имеющий максимальный коэффициент полезного действия и рационального использования энергоресурсов. Благодаря этому сокращаются издержки на топливо, электроэнергию и воду.

1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения муниципального образования (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплотребляющих установок потребителей)

Техническое состояние оборудования и тепловых сетей — это основная причина, определяющая надежность и безопасность теплоснабжения поселения. Износ основного оборудования и недостаточное финансирование котельных не позволяет своевременно модернизировать устаревающее оборудование и трубопроводы.

Обеспечение безопасности теплоснабжения должно обеспечиваться резервированием системы теплоснабжения, живучестью и обеспечением бесперебойной работы источников теплоснабжения и тепловых сетей. Перемычек, как правило нет.

1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Недостаточное финансирование является основной проблемой развития систем теплоснабжения. Единственным источником финансирования развития системы теплоснабжения рассматриваемого поселения является местный бюджет. Возможность привлечения частного капитала ограничена из-за больших сроков окупаемости модернизации систем теплоснабжения.

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

Основные проблемы функционирования котельной состоят в следующем:

- высокий физический износ и старение оборудования котельной;
- существенный избыток тепловых мощностей источников теплоснабжения;

- невысокие КПД котлоагрегатов и как следствие повышенные удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;
- низкая насыщенность приборным учетом потребления топлива и отпуска тепловой энергии в котельной;
- низкий уровень автоматизации котельной.

Основные проблемы функционирования тепловых сетей состоят в следующем:

- высокая степень износа тепловых сетей;
- высокий уровень фактических потерь тепловой энергии в тепловых сетях;
- нарушение гидравлических режимов тепловых сетей и гидравлическое разрегулирование и сопутствующие этому фактору недотопы и перетопы зданий;
- высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей;

Основные проблемы функционирования теплопотребляющих устройств:

- низкая степень охвата отапливаемых объектов приборами учета тепловой энергии и как следствие неточность в оценке тепловых нагрузок потребителей;
- низкая степень охвата отапливаемых объектов средствами регулирования теплопотребления;
- низкие характеристики теплозащиты ограждающих конструкций жилых и общественных зданий и их ухудшение из-за недостаточных и несвоевременных ремонтов.

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

Сведений о предписаниях надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность систем теплоснабжения нет.

ГЛАВА 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.

Таблица 20.

Адрес источника тепловой энергии	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч			Фактическая максимальная часовая тепловая нагрузка, приведённая к расчётным условиям, Гкал/ч			Резерв тепловой мощности Гкал/ч
	установленная	располагаемая	нетто	всего	в том числе		
					без учёта потерь	потери тепла при передаче	
Котельная с. Поды	0,65	0,65	0,636	0,251	0,23	0,021	+0,385

2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчётным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий

Согласно информации, представленной МУП «Черноярское коммунальное хозяйство», строительство жилых домов, с централизованной системой теплоснабжения, на период до 2033 г. не планируется. Более того, на расчетный срок планируется подключение всех существующих абонентов к индивидуальному отоплению.

2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации

В основу выбора критериев для зданий с эффективным использованием энергии заложен принцип удовлетворения главных потребительских требований, которым должно отвечать построенное здание. Таких нормативных требований, как сказано выше, установлено три.

- Предельный уровень удельного энергопотребления на отопление системой теплоснабжения здания за отопительный период;
- Требования по комфорту в помещениях здания;
- Условия не выпадения конденсата на внутренних поверхностях ограждающих конструкций.

Проектный удельный расход тепловой энергии системой теплоснабжения на отопление здания q_e^{des} в течении отопительного периода должен быть меньше или равен требуемому

значению q_e^{req} и определяется путем выбора теплозащитных средств ограждающих конструкций здания и типа, эффективности и метода регулирования используемой системы теплоснабжения и отопления:

$$q_e^{req} * q_e^{des} = q_h^{des} / h_0^{des} \quad (1)$$

где q_e^{req} - требуемый удельный (на 1 м² площади / на 1 м³ отапливаемого объема) расход тепловой энергии системой теплоснабжения на отопление здания, Гкал.час/(м²С⁰сут);

q_e^{des} – расчетный удельный расход тепловой энергии системой теплоснабжения на отопление здания, Гкал.час/(м²С⁰сут).

q_h^{des} - расчетный удельный расход тепловой энергии системой теплоснабжения на отопление здания, Гкал.час/(м²С⁰сут).

h_0^{des} – расчетный коэффициент энергетической эффективности системы теплоснабжения здания.

Расчетный удельный расход тепловой энергии на здание q_h^{des} не должен превышать вычисляемый требуемый удельный расход q_h^{req} по формуле:

$$q_h^{des} \leq q_h^{req} = h_0^{des} * q_o^{req}$$

где q_o^{req} – вычисляемый требуемый удельный расход тепловой энергии на отопление здания Гкал/ м²С⁰сут., с учетом автоматического регулирования системы и непроизводительных теплопотерь в здании.

При проектировании здания конечный результат получают путем варьирования теплозащиты здания, объемно-планировочных решений здания и выбора тех или иных систем теплоснабжения и способов регулирования. Очевидно, что требуемая энергоэффективность может быть достигнута за счет баланса уровня теплозащиты, объемно планировочных решений и эффективности системы теплоснабжения.

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

Данных о приросте объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя нет.

2.5. 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

Данных о приросте объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя нет.

2.6. 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

По производственным предприятиям, рассматриваемого поселения никакой информации по потреблению тепловой энергии не предоставлено.

2.7. Актуализированный прогноз перспективной застройки относительно указанного в утвержденной схеме теплоснабжения прогноза перспективной застройки

Данных о перспективной застройке не предоставлено.

2.8. Расчетную тепловую нагрузку на коллекторах источников тепловой энергии

Таблица 21.

Адрес источника тепловой энергии	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч			Фактическая максимальная часовая тепловая нагрузка, приведённая к расчётным условиям, Гкал/ч			Резерв тепловой мощности Гкал/ч
	установленная	располагаемая	нетто	всего	в том числе		
					без учёта потерь	потери тепла при передаче	
Котельная с. Поды	0,65	0,65	0,636	0,251	0,23	0,021	+0,385

2.9. Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды

Фактические расходы теплоносителя в отопительный и летний периоды не предоставлены.

ГЛАВА 3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

3.1. 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

Установленная мощность теплоисточников взята на основании технического паспорта котельных и данных, размещенных на официальных сайтах в рамках раскрытия информации. Располагаемая мощность источников определена по режимным картам котлоагрегатов и котлов, а также в результате анализа данных, предоставленных в результате запросов (таблица 22).

Таблица 22.

Адрес источника тепловой энергии	Тепловая мощность котельной, Гкал/ч			Фактическая максимальная часовая тепловая нагрузка, приведённая к расчётным условиям, Гкал/ч			Резерв тепловой мощности Гкал/ч
	установленная	располагаемая	нетто	всего	в том числе		
					без учёта потерь	потери тепла при передаче	
Котельная с. Поды	0,65	0,65	0,636	0,251	0,23	0,021	+0,385

3.2. 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

В с. Поды Черноярского муниципального района магистральных трубопроводов в системе теплоснабжения нет.

3.3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Источники теплоснабжения существующих систем теплоснабжения расположены в зонах, где перспективой до 2033 года не предусмотрено подключение новых потребителей. Всех перспективных потребителей планируется подключать к проектируемым источникам теплоснабжения.

Глава 4. Мастер-план развития схем теплоснабжения муниципального образования

4.1. 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)

Теплоснабжающей организацией обслуживающей системы централизованного теплоснабжения с. Поды не предоставлены реестры выданных технических условий на подключение к сетям централизованного теплоснабжения. Перечень и сроки ввода объектов капитального строительства, планируемых к подключению к сетям централизованного теплоснабжения с предполагаемыми тепловыми нагрузками, отсутствуют.

4.2. Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, муниципального образования, города федерального значения

Так как отсутствуют сведения о перечнях и сроках ввода объектов капитального строительства, планируемых к подключению к сетям централизованного теплоснабжения с предполагаемыми тепловыми нагрузками технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, муниципального образования, города федерального значения выполнить не предоставляется возможным.

5.3. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения муниципального образования, на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей

Рост жилищного фонда произойдет как за счет многоквартирных домов, так и за счет индивидуальных жилых домов. Основной объем прироста многоквартирных домов ожидается в наиболее развитых районах с. Поды. Прирост площадей индивидуальных жилых домов ожидается в западном направлении с. Поды.

Теплоснабжение многоквартирных домов планируется организовать по смешанной схеме. Централизованным теплоснабжением планируется обеспечить потребителей с высокой тепловой нагрузкой, а также расположенных поблизости от сетей теплоснабжения. При значительной удаленности МКД от сетей централизованного теплоснабжения или экономической неэффективности теплоснабжения от сетей централизованного теплоснабжения, теплоснабжение необходимо организовать по децентрализованной системе от индивидуальных теплоисточников.

Теплоснабжение индивидуальных жилых домов необходимо организовать от теплоисточников, установленных у потребителей. В качестве топлива на индивидуальных теплоисточниках используется твердое топливо и электроэнергия.

В соответствии с Генеральным планом Черныярского муниципального района в населенных пунктах предусматривается развитие и размещение учреждений и предприятий.

**ГЛАВА 5. Существующие и перспективные балансы производительности
водоподготовительных установок и максимального потребления
теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в
аварийных режимах**

5.1. Определение расчетной величины нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии

В данном разделе приведены нормативные потери теплоносителя в тепловых с. Поды Черногорского муниципального района, принятые при тарифном регулировании.

Расчет технически обоснованных нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях всех зон действия источников тепловой энергии выполнен в соответствии с «Инструкцией по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной приказом №325 Минэнерго от 30.12.2008 г.

Сведения о величине утвержденных на 2022 г. потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии с. Поды, приведены в таблице 23.

Таблица 23.

Наименование источника теплоснабжения	Вид теплопотери	Фактические потери тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии за последние 3 года		
		2020 г	2021 г	2022 г
Котельная с. Поды	Потери ТЭ через изоляцию, Гкал	56,654	56,654	56,654
	Потери ТЭ с утечкой, Гкал	33,992	33,992	33,992
	Итого	90,647	90,647	90,647

5.2. 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 водо-снабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения

Услуга по предоставлению горячего водоснабжения потребителям не предоставляется.

5.3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов

Баки аккумуляторы не предусмотрены.

5.4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии

Сведения по нормативному и фактическому (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовому расходу подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии не предоставлены.

5.5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения

Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок в зонах действия источников тепловой энергии, а также максимумы подпитки в эксплуатационных и аварийных режимах представлены в таблице 24. Расчет нормативных утечек теплоносителя, а также максимальный объем подпитки тепловой сети в период повреждения участков возможно произвести на основании данных обслуживающих организаций, планов развития системы теплоснабжения, а также в соответствии с СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» (утв. Приказом Минрегиона России от 30.06.2012 N 280).

На настоящий момент существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения произвести невозможно ввиду отсутствия сведений.

Таблица 24.

Наименование	Ед. изм.	2021	2022-2025	2026-2029	2030-2033
Перспективные балансы производительности ХВО котельной с. Поды					
Производительность ХВО	т/ч	-	-	-	-
Располагаемая производительность ХВО	т/ч	-	-	-	-
Собственные нужды	т/ч				
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч:	т/ч	3,2	3,2	3,2	3,2
Нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,25	0,25	0,25	0,25
Сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч				
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	т/ч				
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	т/ч				
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	т/ч				

Резерв (+)/дефицит (-) ХВО	т/ч				
Доля резерва	%				

5.6. Описание изменений в существующих и перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

Данные о существующих балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения не предоставлен, в связи с этим описание изменений в перспективных балансах производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах, за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения выполнить невозможно.

5.7. Сравнительный анализ расчетных и фактических потерь теплоносителя для всех зон действия источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения

В результате анализа перспективного плана развития с. Поды и предлагаемых вариантов формирования системы теплоснабжения можно сказать, что на котельной присутствует резерв тепловой мощности.

Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения.

На основании анализа перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей, строительство новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную нагрузку в зоне действия централизованных систем теплоснабжения, не требуется.

Обеспечение перспективной тепловой нагрузки на осваиваемых территориях вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения предлагается осуществлять от автономных источников параметры, которых должны быть отображены в проектной документации на планируемые объекты.

ГЛАВА 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

6.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать, в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения. На основании анализа перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей, строительство новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную нагрузку в зоне действия централизованных систем теплоснабжения, не требуется.

Обеспечение перспективной тепловой нагрузки на осваиваемых территориях вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения предлагается осуществлять от автономных источников параметры, которых должны быть отображены в проектной документации на планируемые объекты.

6.2. 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

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 источники теплоснабжения с. Поды к таковым не относятся.

6.3. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Внедрение энергоустановок комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на водогрейных котельных не целесообразно в связи с низкой экономической эффективностью проекта.

6.4. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории поселения отсутствуют.

6.5. 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

Внедрение энергоустановок комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на водогрейных котельных не целесообразно в связи с низкой экономической эффективностью проекта.

6.6. Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии разрабатываются в соответствии с пунктом 10 и пунктом 41 Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

В результате разработки в соответствии с пунктом 41 Требований к схемам теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- Обеспечение всей потребности в теплоснабжении для планирующихся к вводу объектов теплоснабжения в соответствии с генеральным планом развития территории поселения;
- Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления;
- Обоснование предполагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии;
- Предложения по реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия, существующих источников тепловой энергии;
- Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями;
- Предложения по реконструкции действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;
- Предложения по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии;
- Предложения к выводу в резерв и/или выводу из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.

Организация централизованного теплоснабжения на территории поселения предусматривается для существующей и перспективной многоэтажной застройки.

Индивидуальное (автономное) теплоснабжение предусматривается для индивидуальных (жилых) домов, ряда бюджетных и прочих потребителей.

Поквартирное отопление в многоэтажных многоквартирных жилых домах на территории поселения не используется и в перспективе не планируется.

Развитие систем теплоснабжения с. Поды предлагается реализовывать в двух направлениях:

- развитие систем централизованного теплоснабжения;
- развитие индивидуальных источников тепловой энергии.

Развитие систем централизованного теплоснабжения в поселении рассматривается по единственному варианту:

- модернизация и ремонт существующей котельной с. Поды. Поэтапный ремонт и замена сетей централизованного теплоснабжения, выработавших нормативный срок эксплуатации. При развитии систем централизованного теплоснабжения расширение зон действия не планируется.

Развитие индивидуальных источников тепловой энергии произойдет в зоне одноэтажной жилой застройки, а также в зонах прочих объектов, теплоснабжение которых от систем централизованного теплоснабжения экономически не обосновано или технически невозможно.

Укрупненные мероприятия по развитию источников тепловой энергии приведены в таблице 25.

Таблица 25.

Зона теплоснабжения	Вариант развития	Срок реализации
Котельная с. Поды	Модернизация котельной	2024-2026гг

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

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории поселения отсутствуют.

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

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории поселения отсутствуют.

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

Расчет перспективных топливных балансов по котельной на территории с. Поды произведен по единственному варианту развития: теплоснабжение от существующих тепловых источников без перераспределения тепловых нагрузок.

6.10. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки муниципального образования, города федерального значения малоэтажными жилыми зданиями

Так как в с. Поды преобладают малоэтажные частные постройки, отпадает необходимость в дорогостоящих сетях теплоснабжения, источниках теплоснабжения, тепловых пунктах, приборах учета тепловой энергии.

Так же для существующих многоквартирных домов, поквартирное отопление значительно оптимизирует обеспечение теплом многоквартирного жилищного фонда.

При этом потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта и сам определяет уровень собственного обеспечения теплом, снимается проблема перебоев в тепле по техническим, организационным и сезонным причинам.

Децентрализованные системы теплоснабжения любого вида позволяют исключить потери тепловой энергии при ее транспортировке (значит снизить стоимость тепловой энергии для потребителя), повысить надежность отопления, вести жилищное строительство там, где нет развитых систем сетей теплоснабжения.

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

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии останутся неизменными, в связи с тем, что не планируется строительство новых котельных и изменение существующей схемы теплоснабжения.

Таблица 26.

Показатель	Ед. изм.	Этап			
		2022	2023-2026	2027-2030	2031-2033
Перспективный баланс тепловой мощности в зоне действия котельная с. Поды					
Установленная мощность	Гкал/ч	0,65	0,65	0,65	0,65
Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов	Лет	31	33	35	37
Располагаемая мощность	Гкал/ч	0,65	0,65	0,65	0,65
Потери располагаемой тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000
Технологические и собственные нужды	Гкал/ч	0,014	0,014	0,014	0,014
Отпуск тепловой энергии в сеть	Гкал/ч	0,251	0,251	0,251	0,251
Потери мощности в тепловой сети	Гкал/ч	0,021	0,021	0,021	0,021
Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,23	0,23	0,23	0,23
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	0,636	0,636	0,636	0,636
Резерв/дефицит тепловой мощности нетто	Гкал/ч	+0,385	+0,385	+0,385	+0,385

6.12. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

Проанализировав данные таблицы 29, можно сделать вывод о том, что установленная и располагаемая мощность котельной с. Поды не изменяются. В период с 2023г по 2026 года планируется провести модернизацию котельного оборудования, однако в результате модернизации

изменение мощностей теплоэнергетического оборудования не планируется. На всем протяжении рассматриваемого периода в зоне действия котельных с. Поды наблюдается резерв тепловой мощности. Резерв тепловой мощности нетто не уменьшается к концу рассматриваемого периода и составит 0,385 Гкал/ч. Таким образом, установленная тепловая мощность котельных в полной мере способна обеспечить прогнозируемый спрос на тепловую энергию.

В результате анализа перспективного плана развития с. Поды и предлагаемых вариантов формирования системы теплоснабжения можно сказать, что на котельных присутствует резерв тепловой мощности.

Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения.

На основании анализа перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей, строительство новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную нагрузку в зоне действия централизованных систем теплоснабжения, не требуется.

Обеспечение перспективной тепловой нагрузки на осваиваемых территориях вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения предлагается осуществлять от автономных источников параметры, которых должны быть отображены в проектной документации на планируемые объекты.

6.13. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории муниципального образования

В соответствии с Генеральным планом Черноярского муниципального района в с. Поды не предусматривается организации теплоснабжения в производственных зонах на территории муниципального образования.

6.14. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

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

Оптимальный радиус теплоснабжения предлагается определять из условия минимума выражения для «удельных стоимостей сооружения тепловых сетей и источника»:

$$S=A+Z \rightarrow \min (\text{руб./Гкал/ч}),$$

где A – удельная стоимость сооружения тепловой сети, руб./Гкал/ч;

Z – удельная стоимость сооружения котельной, руб./Гкал/ч.

Аналитическое выражение для оптимального радиуса теплоснабжения предложено в следующем виде, км:

$$R_{\text{опт}} = (140/s^{0,4}) * \phi^{0,4} * (1/B^{0,1}) * (\Delta t / \Pi) * 0,15$$

где B – среднее число абонентов на 1 км²;

s – удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м²;

Π – теплоплотность района, Гкал/ч·км²;

Δt – расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, °С;

ϕ – поправочный коэффициент, зависящий от постоянной части расходов на сооружение ТЭЦ.

При этом предложено некоторое значение предельного радиуса действия тепловых сетей, которое определяется из соотношения, км:

$$R_{\text{пред}} = [(p - C) / 1,2K]^{2,5}$$

где $R_{\text{пред}}$ – предельный радиус действия тепловой сети, км;

p – разница себестоимости тепла, выработанного на ТЭЦ и в индивидуальных котельных абонентов, руб./Гкал;

C – переменная часть удельных эксплуатационных расходов на транспорт тепла, руб./Гкал;

K – постоянная часть удельных эксплуатационных расходов на транспорт тепла при радиусе действия тепловой сети, равном 1 км, руб./Гкал·км.

Результаты расчета радиуса эффективного теплоснабжения с. Поды приведены в таблице 30.

Таблица 3 Расчет радиуса эффективного теплоснабжения

Название элемента территориального деления, адрес планируемой новой застройки	Установленная мощность Гкал	Расчётная нагрузка Гкал/ч	Средний диаметр трубопровода мм	Протяжённость тепловых сетей м	Количество абонентов	Тепловая плотность района Гкал/ч/км ²	Удельная материальная хар-ка	Стоимость тепловых сетей тыс. руб.	Радиус эффективного теплоснабжения, км
Котельная с. Поды	0,65	0,251	80	0,404	н/д	6,5	38,147	н/д	-

Передача тепловой энергии на большие расстояния является экономически неэффективной.

Радиус эффективного теплоснабжения позволяет определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемой для зоны действия каждого источника тепловой энергии.

Радиус действия эффективного теплоснабжения для данного сельского поселения не рассчитывался, так как наиболее удаленные потребители от котельных с. Поды находятся на расстоянии не более 1000 м, соответственно радиусы эффективного теплоснабжения для села Поды удовлетворяют понятию «эффективных».

ГЛАВА 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей

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

Строительство и реконструкция тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с резервом тепловой мощности, на расчетный срок до 2033 года не планируется.

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

В соответствии с реестром технических условий, выданных теплоснабжающими организациями, на 01.01.2022 года к вводу в эксплуатацию не планируется объектов капитального строительства. Строительство и подключение новых объектов к сетям централизованного теплоснабжения не планируется в период с 2023 по 2033 год.

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

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающие условия поставки тепловой энергии от различных источников тепловой энергии, отсутствуют.

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

Теплоснабжение потребителей сохраняется от существующих систем централизованного теплоснабжения. Предложения по новому строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения отсутствуют.

7.5. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Большая часть существующих сетей централизованного теплоснабжения была построена и введена в эксплуатацию не более 50 лет назад. Замена трубопроводов со сроком эксплуатации менее 30 лет не требуется.

7.6. Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

На данном этапе не предусматривается реконструкция тепловых сетей действующих котельных, связанная с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

7.7. Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Большая часть существующих сетей централизованного теплоснабжения была построена и введена в эксплуатацию не более 50 лет назад. Замена трубопроводов со сроком эксплуатации менее 37 лет не требуется.

7.8. Предложения по строительству и реконструкции насосных станций

Основанием для реконструкции и модернизации элеваторных узлов потребителей тепловой энергии, а также ремонта внутридомовых систем отопления, служит необходимость в замене оборудования установленного при строительстве дома и наладки гидравлического режима функционирования потребителей, сетей и источников теплоснабжения. Капитальный ремонт внутридомовых систем отопления, реконструкция и модернизация элеваторных узлов производится после детального обследования.

ГЛАВА 8. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения

8.1. 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

Горячее водоснабжение не осуществляется перевод существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов не требуется.

8.2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии

На перспективу до 2033 года регулирование отпуска тепловой энергии от энергоисточников предусматривается как качественное по температурному графику.

Режимы регулирования отпуска тепловой энергии от энергоисточников в зависимости от температуры наружного воздуха разрабатываются ежегодно:

- среднечасовой отпуск тепловой энергии от энергоисточника за сутки;
- среднесуточная температура сетевой воды в падающем и обратном коллекторах энергоисточника;
- расход сетевой воды на энергоисточниках.

Отпуск тепловой энергии от котельных с. Поды осуществляется по температурному графику 95/70°C. Регулирование отпуска тепловой энергии качественное по отопительному графику.

Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого энергоисточника в системе теплоснабжения, в соответствии с действующим законодательством, разрабатывается в процессе проведения энергетического обследования энергоисточника, тепловых сетей и потребителей тепловой энергии.

Рекомендуемый температурный график представлен на рис. 5 и в таблице 27.

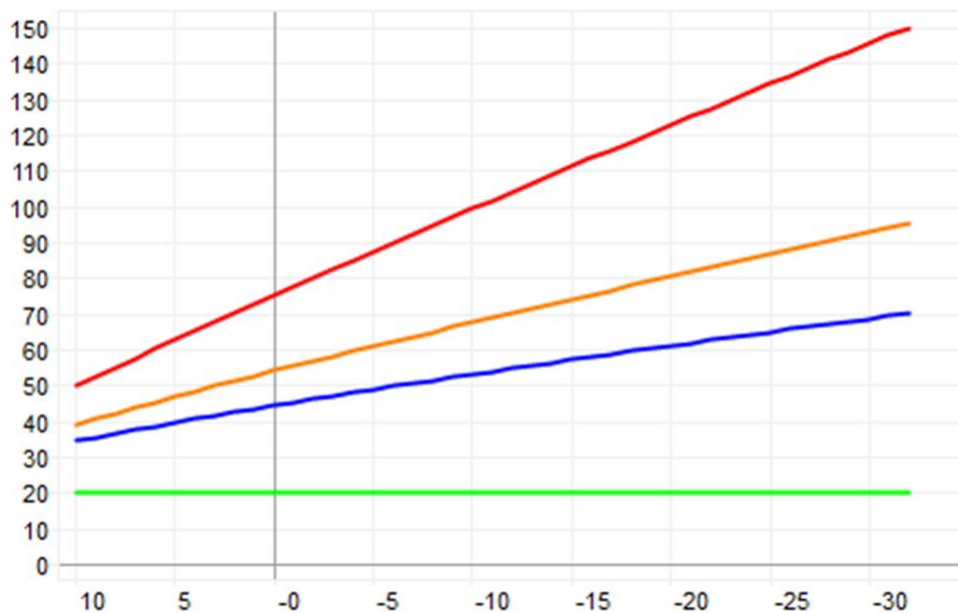


Рисунок 4.

Таблица 27.

Tn	T1	T3	T2	Qot	Tv
-20	150.00	95.00	70.00	1.000	20.00
-19	147.06	93.43	69.06	0.975	20.00
-18	144.11	91.86	68.11	0.950	20.00
-17	141.16	90.28	67.16	0.925	20.00
-16	138.20	88.70	66.20	0.900	20.00
-15	135.23	87.11	65.23	0.875	20.00
-14	132.26	85.51	64.26	0.850	20.00
-13	129.27	83.90	63.27	0.825	20.00
-12	126.28	82.28	62.28	0.800	20.00
-11	123.28	80.66	61.28	0.775	20.00
-10	120.28	79.03	60.28	0.750	20.00
-9	117.26	77.39	59.26	0.725	20.00
-8	114.24	75.74	58.24	0.700	20.00
-7	111.20	74.08	57.20	0.675	20.00
-6	108.16	72.41	56.16	0.650	20.00
-5	105.10	70.73	55.10	0.625	20.00
-4	102.03	69.03	54.03	0.600	20.00
-3	98.96	67.33	52.96	0.575	20.00
-2	95.87	65.62	51.87	0.550	20.00
-1	92.76	63.89	50.76	0.525	20.00
0	89.65	62.15	49.65	0.500	20.00
1	86.52	60.39	48.52	0.475	20.00
2	83.37	58.62	47.37	0.450	20.00
3	80.21	56.83	46.21	0.425	20.00
4	77.03	55.03	45.03	0.400	20.00
5	73.83	53.20	43.83	0.375	20.00
6	70.61	51.36	42.61	0.350	20.00
7	67.37	49.49	41.37	0.325	20.00
8	64.10	47.60	40.10	0.300	20.00
9	60.81	45.69	38.81	0.275	20.00
10	57.49	43.74	37.49	0.250	20.00

8.3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения

Горячее водоснабжение не осуществляется перевод существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов не требуется.

8.4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения

Горячее водоснабжение не осуществляется. Необходимость расчета потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения отсутствует.

8.5. Оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения

Горячее водоснабжение не осуществляется. Необходимость оценки целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения отсутствует.

8.6. Предложения по источникам инвестиций

Необходимые капитальные вложения в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей с. Поды в период с 2022 по 2033 годы представлены в таблице № 28.

Таблица 28.

№ п/п	Протяженность в однострубно-м исполнении, м	Количество трубопроводов в участке	Диаметр трубопровода наружный, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год строительства	Срок эксплуатации 2022г	Планируемый срок ремонта	Стоимость реконструкции в ценах 3 кв. 2022г, тыс. руб.
Котельная с. Поды									
1	0,404	2	76-100	надземная	Мин. Mat	н/д	н/д	2025-2029гг	2 424,0
	Итого:								2 424,0

ГЛАВА 9. Перспективные топливные балансы

9.1. 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

Потребление топлива котельными приведено ниже:

Таблица 29.

Наименование теплоисточника	Расход топлива на выработку тепла, т.у.т.				
	Всего т.у.т./год	Зимний период		Летний период	
		т.у.т./год	максимальных часовых, т.у.т.	т.у.т./год	максимальных часовых, т.у.т.
Котельная с. Поды	74,456	74,456	0,017	-	-

9.2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива

Норматив создания запасов топлива на котельных рассчитывается в соответствии с «Порядком определения нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)» утвержденным приказом Минэнерго России от 10 августа 2012 г. N 377.

Неснижаемый нормативный запас топлива (ННЗТ) определяется для котельных в размере, обеспечивающем поддержание плюсовых температур в главном корпусе, вспомогательных зданиях и сооружениях в режиме "выживания" с минимальной расчетной тепловой нагрузкой по условиям самого холодного месяца года.

Для котельных, работающих на мазуте, ННЗТ устанавливается по резервному топливу. Расчетный размер ННЗТ определяется по среднесуточному плановому расходу топлива самого холодного месяца отопительного периода и количеству суток, определяемых с учетом вида топлива и способа его доставки:

$$\text{ННЗТ} = Q_{\text{max}} \times H_{\text{ср.м}} \times \frac{1}{K} \times T \times 10^{-3} \quad (\text{тыс. т}), (2.1)$$

где Q_{max} - среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельной) в самом холодном месяце, Гкал/сут.;

$H_{\text{ср.м}}$ - расчетный норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца, т.у.т./Гкал;

K - коэффициент перевода натурального топлива в условное;

T - длительность периода формирования объема неснижаемого запаса топлива, сут.

Таблица 30.

Вид топлива	Способ доставки топлива	Объем запаса топлива, сут.
1	2	3
твердое	железнодорожный транспорт	14
	автотранспорт	7
жидкое	железнодорожный транспорт	10
	автотранспорт	5

Для расчета размера НЭЗТ принимается плановый среднесуточный расход топлива трех наиболее холодных месяцев отопительного периода и количество суток:

по твердому топливу - 45 суток;

по жидкому топливу - 30 суток.

Расчет производится по формуле 2.2.

$$\text{НЭЗТ} = Q_{\text{max}}^3 \times H_{\text{ср.м}} \times \frac{1}{K} \times T \times 10^{-3} \quad (\text{тыс. т}), (2.2)$$

где Q_{max}^3 - среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельными) в течение трех наиболее холодных месяцев, Гкал/сут.;

$H_{\text{ср.м}}$ - расчетный норматив средневзвешенного удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию по трем наиболее холодным месяцам, т.у.т./Гкал;

T - количество суток, сут.

Основные исходные данные и результаты расчета создания нормативного неснижаемого запаса топлива (ННЗТ):

Таблица 31.

Вид топлива	Среднесуточная выработка теплоэнергии, Гкал/сут.	Норматив удельного расхода топлива, т.у.т./Гкал	Среднесуточный расход топлива, т	Коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо	Количество суток для расчета запаса	ННЗТ, тыс. т
Котельная с. Поды						
Мазут	6,37	0,109	0,694	1,31	10	0,007

Основные исходные данные и результаты расчета создания нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ):

Таблица 32.

Вид топлива	Среднесуточная выработка теплоэнергии, Гкал/сут.	Норматив удельного расхода топлива, т.у.т./Гкал	Среднесуточный расход топлива, т	Коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо	Количество суток для расчета запаса	НЭЗТ, тыс. т
Котельная с. Поды						
мазут	6,37	0,109	0,694	1,31	30	0,021

Общий нормативный запас топлива (ОНЗТ) на контрольную дату планируемого года отопительных (производственно-отопительных) котельных:

Таблица 33.

Вид топлива	Норматив общего запаса топлива (ОНЗТ), тыс. т	В том числе	
		неснижаемый запас (ННЗТ), тыс. т	эксплуатационный запас (НЭЗТ), тыс. т
Котельная с. Поды			
мазут	0,028	0,007	0,021

9.3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива.

Основное и вспомогательное топливо по котельным с. Поды приведены ниже:

Таблица 34.

<i>Наименование теплоисточника</i>	<i>Вид топлива</i>	
	<i>Основное</i>	<i>Резервное</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
Котельная с. Поды	Мазут 9800 ккал/кг	-

ГЛАВА 10. Оценка надежности теплоснабжения.

10.1. 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

Согласно предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района сведения о статистике отказов и восстановлений участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения отсутствуют.

Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения приведены в приложении 2. Формы рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

10.2. 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

Согласно предоставленным данным от Комитета имущественных отношений Черноярского муниципального района сведения о статистике 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 отсутствуют.

Примеры заполнения форм статистического учета 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 приведены в приложении 2. Формы рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

10.3. Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

В с. Поды Черноярского муниципального района магистральных трубопроводов в системе теплоснабжения нет. Оценку вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам выполнить невозможно.

10.4. Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» качество теплоснабжения — это совокупность установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации и (или) договором теплоснабжения характеристик теплоснабжения, в том числе термодинамических параметров теплоносителя.

Системы централизованного теплоснабжения с. Поды обеспечивают надежное теплоснабжение потребителей.

При этом существующие особенности (одноконтурные системы теплоснабжения, тупиковые участки и др.) систем централизованного теплоснабжения не позволяют в полной мере обеспечить качественную регулировку теплоносителя.

Вследствие чего, у ряда потребителей наблюдаются отклонения от заявленных договорных параметров теплоносителя. В результате у потребителей не соблюдаются параметры микроклимата помещений, а ресурсоснабжающая организация несет дополнительные издержки.

Также необходимо отметить проблематику по гидравлической разбалансировке систем теплоснабжения.

Избыточная установленная тепловая мощность приводит к дополнительным затратам на их содержание и в конечном итоге - к увеличению отпускных тарифов на тепло.

Надежность теплоснабжения определяется, как способность системы теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения при полном соблюдении условий безопасности для людей и окружающей среды. Надежность характеризуется вероятностью безотказной работы, коэффициентом готовности и живучестью системы (СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003. Тепловые сети»).

Надежность всей системы теплоснабжения определяется надежностью ее элементов (теплоисточника, тепловых сетей, вводов, систем отопления и горячего водоснабжения), а также надежностью ее структуры - наличием резервных тепловых мощностей, резервных перемычек в тепловых сетях и др.

Из всех возможных способов методов повышения надежности систем энергоснабжения в первую очередь должны быть рассмотрены и использованы мероприятия, обеспечивающие сопряженный и мультипликативный эффект экономии энергоресурсов при производстве и транспортировке тепловой энергии. Кроме того, особое внимание необходимо уделить на системы отопления и ограждающие конструкции потребителей. Классическим примерам такого подхода является капитальный ремонт зданий со снижением удельной отопительной тепловой характеристики на 30 - 40%. Помимо экономии топлива на отпуск тепловой энергии это обеспечивает:

- возможность присоединения к существующим тепловым сетям дополнительных абонентов;
- перевод действующих систем отопления реконструируемых зданий на пониженный температурный график без капиталовложений в новые отопительные приборы и трубопроводы;
- повышение теплоаккумулирующей способности зданий, что увеличивает интервал времени на охлаждение помещений и обеспечивает возможность проведения ремонтных работ без снижения температур в помещениях до недопустимых величин (≤ 80 С).

Анализ существующей системы теплоснабжения с учетом отмеченных способов резервирования и критериев надежности тепловых сетей (СП 124.13330.2012 «СНиП 41-02-2003. Тепловые сети») - вероятности безотказной работы системы теплоснабжения $P = 0,9$ и коэффициента готовности $K_{гс} = 0,91$ показал, что критерии надежности, как правило, выше нормативных.

Основными проблемами надежности системы теплоснабжения с. Поды являются:

- 1) В системе централизованного теплоснабжения котельной с. Поды:
 - Длительный срок эксплуатации и высокий износ (более 80%) 4-х котлов марки НР-18 в котельной;
 - сетевые насосы выработали нормативный срок эксплуатации;
 - Несоблюдение температуры теплоносителя на входе в котлы, в результате чего повышенная конденсация на стенках трубопроводов с последующим корродированием;

- В результате гидравлической разбалансировки сетей теплоснабжения – высокое гидравлическое сопротивление трубопроводов и высокое давление (7 кгс/см²) в подающем трубопроводе системы теплоснабжения.

Основным видом топлива, используемого для производства тепловой энергии, на всех котельных с. Поды является мазут.

На котельных с. Поды системы резервного топливного хозяйства частично отсутствуют или не работоспособны. Данные обстоятельства не обеспечивают требуемый уровень надежности топливоснабжения теплоисточников.

10.5. Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

По состоянию на 2022 год учёт недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии должным образом не ведётся. Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования, в том числе, недоотпуска тепловой энергии приведены в приложении 2.

Формы рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

ГЛАВА 11. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

11.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

Суммарные капитальные вложения в реконструкцию и новое строительство энергоисточников и теплосетевых объектов в поселении в период 2023-2033гг оцениваются в 3 024,0 тыс. руб. без учета НДС, в том числе в:

- энергоисточники- 600 тыс. руб. без учета НДС (0% от суммарных);
- тепловые сети – 2 424,0 тыс. руб. без учета НДС (100%), из них - перевод на закрытую схему теплоснабжения - 0,00 млн. руб., реконструкция, новое строительство и техническое перевооружение теплосетевых объектов – 0 тыс. руб без учета НДС.

Обоснование отсутствия возможности передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии основывается на расчетах радиуса эффективного теплоснабжения. На основании анализа перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей, строительство новых источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную нагрузку в зоне действия централизованных систем теплоснабжения, не требуется.

Обеспечение перспективной тепловой нагрузки на осваиваемых территориях вне зоны эффективного радиуса теплоснабжения предлагается осуществлять от автономных источников параметры, которых должны быть отображены в проектной документации на планируемые объекты.

Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии разрабатываются в соответствии с пунктом 10 и пунктом 41 Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

В результате разработки в соответствии с пунктом 41 Требований к схемам теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- Обеспечение всей потребности в теплоснабжении для планирующихся к вводу объектов теплопотребления в соответствии с генеральным планом развития территории поселения;
- Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления;
- Обоснование предполагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии;
- Предложения по реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия, существующих источников тепловой энергии;
- Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями;
- Предложения по реконструкции действующих источников тепловой энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок;
- Предложения по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии;
- Предложения к выводу в резерв и/или выводу из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.

Организация централизованного теплоснабжения на территории поселения

предусматривается для существующей и перспективной многоэтажной застройки.

Индивидуальное (автономное) теплоснабжение предусматривается для индивидуальных (жилых) домов, ряда бюджетных и прочих потребителей.

Поквартирное отопление в многоэтажных многоквартирных жилых домах на территории поселения не используется и в перспективе не планируется.

Развитие систем теплоснабжения с. Поды предлагается реализовывать в двух направлениях:

- развитие систем централизованного теплоснабжения;
- развитие индивидуальных источников тепловой энергии.

Развитие систем централизованного теплоснабжения в поселении рассматривается по единственному варианту:

- модернизация и ремонт существующих котельных с. Поды. Поэтапный ремонт и замена сетей централизованного теплоснабжения, выработавших нормативный срок эксплуатации. При развитии систем централизованного теплоснабжения расширение зон действия не планируется.

Развитие индивидуальных источников тепловой энергии произойдет в зоне одноэтажной жилой застройки, а также в зонах прочих объектов, теплоснабжение которых от систем централизованного теплоснабжения экономически не обосновано или технически невозможно.

Укрупненные мероприятия по развитию источников тепловой энергии приведены в таблице 35.

Таблица 35.

Зона теплоснабжения	Вариант развития	Срок реализации
Котельная с. Поды	Модернизация котельной	2024-2026гг

В целях повышения эффективности работы систем теплоснабжения с. Поды предлагается рассмотреть следующие направления по техническому перевооружению источников тепловой энергии:

- Монтаж контуров рециркуляции котловой воды с установкой насосов рециркуляции в котельных;

- Модернизация котлоагрегатов. На источниках тепловой энергии с низкой подключенной нагрузкой, предлагается замена на котлы меньшей мощностью и более высоким КПД.

- Реконструкцию котлоагрегатов, находящихся в ветхом состоянии и выработавших свой срок эксплуатации;

- Модернизация горелочных устройств. В рамках данного мероприятия предлагается подбор и замена газовых горелок в соответствии с подключенными тепловыми нагрузками.

- Модернизация систем отвода дымовых газов. В рамках данного мероприятия предлагается осуществить монтаж частотных преобразователей на тягодутьевом оборудовании котлов.

- Модернизация сетевых насосов. Предлагается произвести подбор и настройку насосного оборудования в соответствии с действующими гидравлическими режимами. Расчет действующих гидравлических режимов необходимо произвести в результате составления гидравлической модели систем централизованного теплоснабжения.

- Внедрение автоматических систем учета потребления энергетических ресурсов.

Перечень мероприятий по техническому перевооружению, реконструкции и ремонту источников тепловой энергии с. Поды с разбивкой по годам реализации (этапам) представлен в

таблице 36.

Таблица 36.

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Срок реализации
Котельная с. Поды			
1	Модернизация котельной	Замена (установка) котла – 1 шт.	2026-2029
2	Модернизация котельной	Замена сетевого насоса типа Wilo Cronoline-IL 32/160-1,1/2 с частотным регулятором – 1 шт.	2026-2029

Определение капитальных вложений в новое строительство и реконструкцию участков тепловых сетей и теплосетевых объектов выполнено по данным укрупненных удельных стоимостей реализации строительства данных объектов.

Необходимые капитальные вложения в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии с. Поды в период с 2023 по 2033 годы представлены в таблице 37.

Таблица 37.

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Срок реализации	Стоимость мероприятия в ценах 3 кв. 2022 г, тыс.руб.
Котельная с. Поды				
1	Модернизация котельной	Замена (установка) котла с автоматикой – 1 шт.	2025-2029	600

Необходимые капитальные вложения в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей с. Поды в период с 2022 по 2033 годы представлены в таблице 38.

Таблица 38.

№ п/п	Протяженность в однострубно-м исполнении, м	Количество трубопроводов в участке	Диаметр трубопровода наружный, мм	Вид прокладк и тепловой сети	Теплоизоляция	Год строительства	Срок эксплуатации на 2022г	Планируемый срок ремонта	Стоимость реконструкции в ценах 3 кв. 2022г, тыс. руб.
Котельная с. Поды									
1	0,404	2	76-100	надземная	Мин. Мат	н/д	н/д	2025-2029гг	2 424,0

Итого:	2 424,0
---------------	---------

11.2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

Схема финансирования строительства подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта (далее – ИП), т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t величины накопленного сальдо денежного потока.

При разработке схемы финансирования определяются финансовые потребности по каждому мероприятию.

В зависимости от способа формирования собственные источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

Основными внутренними источниками финансирования любого коммерческого предприятия являются чистая прибыль, амортизационные отчисления, реализация или сдача в аренду неиспользуемых активов и др.

Чистая прибыль.

В современных условиях предприятия самостоятельно распределяют прибыль, остающуюся в их распоряжении. Рациональное использование прибыли предполагает учет таких факторов, как планы дальнейшего развития предприятия, а также соблюдение интересов собственников, инвесторов и работников. В общем случае, чем больше прибыли направляется на расширение хозяйственной деятельности, тем меньше потребность в дополнительном финансировании. Величина нераспределенной прибыли зависит от рентабельности хозяйственных операций, а также от принятой на предприятии политики в отношении выплат собственникам (дивидендная политика).

К достоинствам реинвестирования прибыли следует отнести:

- отсутствие расходов, связанных с привлечением капитала из внешних источников;
- сохранение контроля за деятельностью предприятия со стороны собственников;
- повышение финансовой устойчивости и более благоприятные возможности для привлечения средств из внешних источников.

В свою очередь, недостатками использования данного источника являются его ограниченная и изменяющаяся величина, сложность прогнозирования, а также зависимость от внешних, не поддающихся контролю со стороны менеджмента факторов (например, конъюнктура рынка, фаза экономического цикла, изменение спроса и цен и т. п.).

Амортизационные отчисления.

Еще одним важнейшим источником самофинансирования предприятий служат амортизационные отчисления. Они относятся на затраты предприятия, отражая износ основных и нематериальных активов, и поступают в составе денежных средств за реализованные продукты и услуги. Их основное назначение — обеспечивать не только простое, но и расширенное воспроизводство.

Преимущество амортизационных отчислений как источника средств заключается в том, что он существует при любом финансовом положении предприятия и всегда остается в его распоряжении.

Величина амортизации как источника финансирования инвестиций во многом зависит от способа ее начисления, как правило, определяемого и регулируемого государством.

Выбранный способ начисления амортизации фиксируется в учетной политике предприятия и применяется в течение всего срока эксплуатации объекта основных средств.

Применение ускоренных способов (уменьшаемого остатка, суммы чисел лет и др.) позволяет увеличить амортизационные отчисления в начальные периоды эксплуатации объектов инвестиций, что при прочих равных условиях приводит к росту объемов самофинансирования.

Для более эффективного использования амортизационных отчислений в качестве финансовых ресурсов предприятию необходимо проводить адекватную амортизационную политику. Она включает в себя политику воспроизводства основных активов, политику в области применения тех или иных методов расчета амортизационных отчислений, выбор приоритетных направлений их использования и другие элементы.

Несмотря на преимущества внутренних источников финансирования, их объемы, как правило, недостаточны для расширения масштабов хозяйственной деятельности, реализации инвестиционных проектов, внедрения новых технологий и т. д.

Внешние (привлеченные) источники денежных средств.

Эмиссия обыкновенных акций.

Акционерные общества, испытывающие потребность в инвестициях, могут осуществлять дополнительное размещение акций по открытой или закрытой подписке (среди ограниченного круга инвесторов). Финансирование за счет эмиссии обыкновенных акций имеет следующие преимущества:

- этот источник не предполагает обязательных выплат, решение о дивидендах принимается советом директоров и утверждается общим собранием акционеров;
- акции не имеют фиксированной даты погашения — это постоянный капитал, который не подлежит «возврату» или погашению;
- проведение IPO существенно повышает статус предприятия как заемщика (повышается кредитный рейтинг, по оценкам экспертов, стоимость привлечения кредитов и обслуживания долга снижается на 2-3 % годовых), акции могут также служить в качестве залога по обеспечению долга;
- обращение акций предприятия на биржах предоставляет собственникам более гибкие возможности для выхода из бизнеса;
- повышается капитализация предприятия, формируется рыночная оценка его стоимости, обеспечиваются более благоприятные условия для привлечения стратегических инвесторов;
- эмиссия акций создает положительный имидж предприятия в деловом сообществе, в том числе — международном, и т. д.

К общим недостаткам финансирования путем эмиссии обыкновенных акций следует отнести:

- предоставление права участия в прибылях и управлении фирмой большему числу владельцев;
- возможность потери контроля над предприятием;
- более высокая стоимость привлеченного капитала по сравнению с другими источниками;
- сложность организации и проведения эмиссии, значительные расходы на ее подготовку;

– дополнительная эмиссия может рассматриваться инвесторами как негативный сигнал и приводить к падению цен в краткосрочной перспективе.

Кредитное финансирование.

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, и рассчитывается по следующей формуле:

$$DFL = (1-t) \times (ROA - r) \times (D/E)$$

где:

DFL – эффект финансового рычага, в процентах;

t – ставка налога на прибыль, в относительной величине;

ROA – рентабельность активов (экономическая рентабельность по EBIT) в %;

r – ставка процента по заемному капиталу, в %;

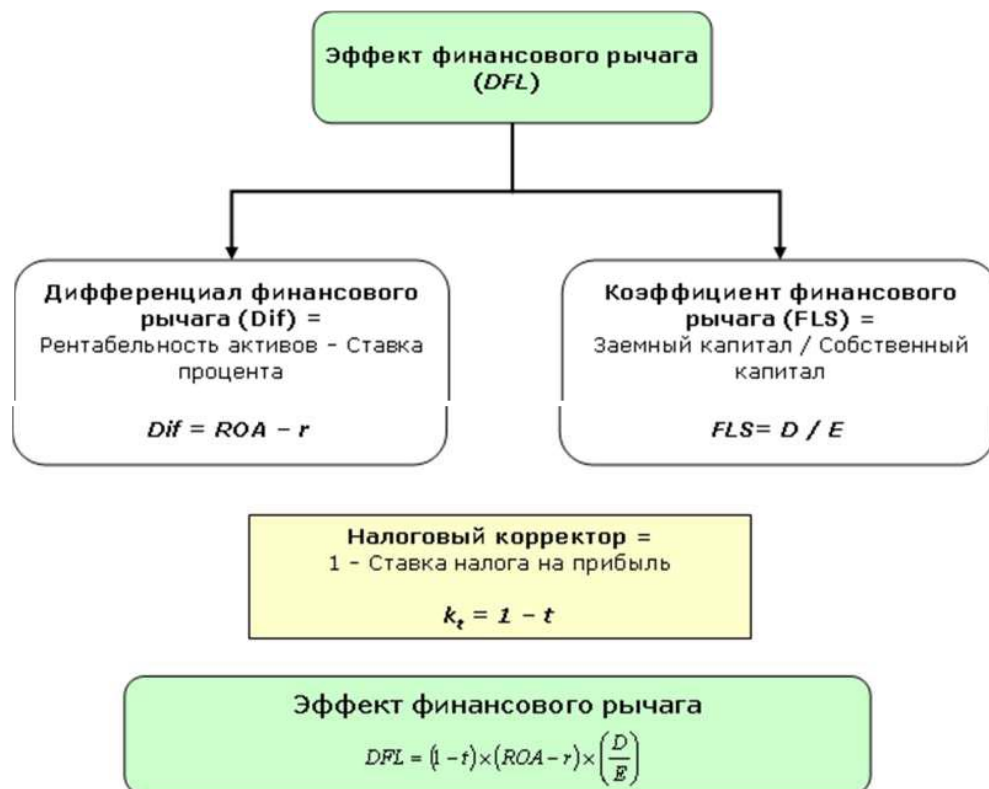
D – заемный капитал;

E – собственный капитал.

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.

Составляющие эффекта финансового рычага представлены на нижеприведенном рисунке.



Как видно из рисунка эффект финансового рычага (DFL) представляет собой произведение двух составляющих, скорректированное на налоговый коэффициент $(1 - t)$, который показывает в какой степени проявляется эффект финансового рычага в связи с различным уровнем налога на прибыль.

Одной из основных составляющих формулы выступает так называемый дифференциал финансового рычага (Dif) или разница между рентабельностью активов компании (экономической рентабельностью), рассчитанной по ЕБИТ, и ставкой процента по заемному капиталу:

$$Dif = ROA - r$$

Где:

r – ставка процента по заемному капиталу, в %;

ROA – рентабельность активов в %.

Дифференциал финансового рычага является главным условием, образующим рост рентабельности собственного капитала. Для этого необходимо, чтобы экономическая рентабельность превышала процентную ставку платежей за пользование заемными источниками финансирования, т.е. дифференциал финансового рычага должен быть положительным. Если дифференциал станет меньше нуля, то эффект финансового рычага будет действовать только во вред организации.

Второй составляющей эффекта финансового рычага выступает коэффициент финансового рычага (плечо финансового рычага – FLS), характеризующий силу воздействия финансового рычага и определяемый как отношение заемного капитала (D) к собственному капиталу (E):

$$FLS = D/E$$

Таким образом, эффект финансового рычага складывается из влияния двух составляющих: дифференциала и плеча рычага.

Дифференциал и плечо рычага тесно взаимосвязаны между собой. До тех пор, пока рентабельность вложений в активы превышает цену заемных средств, т.е. дифференциал положителен, рентабельность собственного капитала будет расти тем быстрее, чем выше соотношение

заемных и собственных средств. Однако по мере роста доли заемных средств растет их цена, начинает снижаться прибыль, в результате падает и рентабельность активов и, следовательно, возникает угроза получения отрицательного дифференциала.

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.

Эффект финансового рычага способствует формированию рациональной структуры источников средств предприятия в целях финансирования необходимых вложений и получения желаемого уровня рентабельности собственного капитала, при которой финансовая устойчивость предприятия не нарушается.

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 при условии:

если $ROA > i$, то $ROE > ROA$ и $\Delta ROE = (ROA - i) * D/E$

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов, ROA превышает процентную ставку за кредит, i . Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала. Однако при этом необходимо следить за дифференциалом $(ROA - i)$, так как при увеличении плеча финансового рычага (D/E) кредиторы склонны компенсировать свой риск повышением ставки за кредит. Дифференциал отражает риск кредитора: чем он больше, тем меньше риск.

Дифференциал не должен быть отрицательным, и эффект финансового рычага оптимально должен быть равен 30 - 50% от рентабельности активов, так как чем сильнее эффект финансового рычага, тем выше финансовый риск невозврата кредита, падения дивидендов и курса акций.

Уровень сопряженного риска характеризует операционно-финансовый рычаг.

Операционно-финансовый рычаг наряду с позитивным эффектом увеличения рентабельности активов и собственного капитала в результате роста объема продаж и привлечения заемных средств отражает также риск снижения рентабельности и получения убытков.

Инвестиционная надбавка к цене (тарифу) для потребителей:

Надбавка к цене (тарифу) для потребителей - ценовая ставка, которая учитывается при расчетах потребителей с организациями коммунального комплекса, устанавливается в целях финансирования инвестиционных программ организаций коммунального комплекса и общий размер которой соответствует сумме надбавок к тарифам на товары и услуги организаций коммунального комплекса, реализующих инвестиционные программы по развитию системы коммунальной инфраструктуры.

Размер надбавки к тарифу определяется в соответствии с методом RAB регулирования.

RAB (Regulatory Asset Base – регулируемая база инвестированного капитала) – это система долгосрочного тарифообразования, основной целью которой является привлечение инвестиций в расширение и модернизацию инфраструктуры.

Переход на RAB-регулирование – это переход на новую инвестиционную стратегию.

Применение метода доходности инвестированного капитала направлено на решение важнейших задач тарифного регулирования в теплоэнергетической отрасли – создания благоприятных условий для привлечения долгосрочных частных инвестиций в целях модернизации

основных производственных фондов, повышения уровня надежности и качества реализуемых услуг, а также создания стимулов для сокращения операционных расходов регулируемых организаций.

В числе преимуществ метода RAB - стимулирование привлечения инвестиций, повышение капитализации регулируемых организаций, повышение качества стратегического планирования деятельности организаций, экономическая мотивация снижения издержек.

Методика RAB, соответствующая передовому международному опыту в регулировании естественных монополий – это тарифная мотивация к снижению операционных расходов компаний и прозрачный контроль. Переход к системе RAB-метода обеспечит необходимое финансирование мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения, в том числе их обновлению и модернизации, а также будет способствовать стабильности отношений между теплоснабжающими организациями и потребителями за счет установления долгосрочных тарифов.

Одним из основных мотивов перехода на RAB-метод является необходимость модернизации сетевого комплекса, износ основных фондов.

Основой экономических отношений в сфере ЖКХ на сегодняшний момент является система бюджетного дотирования предприятий. В данной ситуации потребители не имеют возможности влияния на количество и качество предоставляемых им услуг.

Важным условием при переходе на долгосрочные методы регулирования является прозрачность тарифа для инвестора, которому необходимы четкие и понятные ориентиры для прогнозирования доходов и потребителя.

Основной идеей формирования необходимой валовой выручки (НВВ) в Методе RAB является известный и обоснованный принцип, согласно которому инвестор имеет право получить на инвестированный капитал доход, соответствующий процентной норме, признаваемой участниками рынка справедливой, и вернуть весь инвестированный капитал к концу инвестиционного периода.

Тариф, принимаемый на долгосрочный промежуток времени, должен зависеть от надежности и качества услуг.

В случае несоответствия качества услуг сетевых компаний нормативам, потребители будут получать компенсацию, либо платить меньшую цену за услуги этих компаний.

Выводы по Части 11.2:

На основании вышеизложенных рассуждений в данной работе выделены три источника финансирования проектов:

- финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль);
- финансирование за счет использования заемных средств;
- финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

11.3. Расчеты простой экономической эффективности инвестиций

Расчет эффективности инвестиций в предлагаемые мероприятия выполнен с учетом положений «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Приказом Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. № ВК477).

Эффективность ИП – категория, отражающая соответствие проекта, порождающего данный ИП, целям и интересам его участников.

Осуществление эффективных проектов увеличивает поступающий в распоряжение общества внутренний валовой продукт, который затем делится между участвующими в проекте субъектами.

Эффективность проекта в целом оценивается с целью определения потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поисков источников финансирования.

Показатели эффективности проекта характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

В основу оценки эффективности ИП положены следующие основные принципы:

- рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода), охватывающего временной интервал от начала проекта до его прекращения;
- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период;
- сопоставимость условий сравнения различных вариантов проекта;
- принцип положительности и максимума эффекта;
- учет фактора времени;
- учет только предстоящих затрат и поступлений;
- учет влияния инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта);
- учет влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

Начало расчетного периода определено как дата начала вложения средств в проектно-исследовательские работы. Время в расчетном периоде измеряется в годах и отсчитывается от фиксированного момента $t_0 = 0$, принимаемого за базовый (конец нулевого шага). Длительность расчетного периода проекта – 25 лет.

Эффективность ИП оценивается в течение всего расчетного периода.

Для того чтобы ИП, с точки зрения инвестора, был признан эффективным, необходимо, чтобы эффект реализации порождающего его проекта был положительным. При сравнении альтернативных ИП предпочтение должно отдаваться проекту с наибольшим значением эффекта.

При оценке эффективности проекта учитываются различные аспекты фактора времени, в том числе неравноценность разновременных затрат и результатов.

При расчетах показателей эффективности учитываются только предстоящие в ходе осуществления проекта затраты и поступления. Прошлые, уже осуществленные затраты, не обеспечивающие возможности получения альтернативных доходов вне данного проекта в перспективе, в денежных потоках не учитываются и на значение показателей эффективности не влияют.

Проект, как и любая финансовая операция, т.е. операция, связанная с получением доходов и (или) осуществлением расходов, порождает денежные потоки от операционной деятельности.

Необходимо отметить, что для кредитных организаций финансирование ИП в сфере централизованного теплоснабжения достаточно интересно по причине того, что здесь практически исключён риск отсутствия спроса на произведённую продукцию (в данном случае - это тепловая энергия).

Денежные притоки и оттоки от операционной деятельности

- к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;
- к оттокам - производственные издержки, налоги.

Дисконтирование — это приведение всех денежных потоков в будущем (потоков платежей) к единому моменту времени в настоящем. Дисконтирование является базой для расчетов стоимости денег с учетом фактора времени.

Дисконтирование — это приведение будущих денежных потоков к текущему периоду с учетом изменения стоимости денег с течением времени.

Дисконтированием денежных потоков называется приведение их разновременных (относящихся к разным шагам расчета) значений к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения и обозначается через t_0 . Дисконтирование применяется к денежным потокам, выраженным в текущих или дефлированных ценах.

Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта (E), выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Дисконтирование денежного потока на m -м шаге осуществляется путем умножения его значения f_m на коэффициент дисконтирования α_m , рассчитываемый по формуле:

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + E)^{t_m - t_0}}$$

Норма дисконта участника проекта отражает эффективность участия в проекте предприятий (или иных участников). В качестве нее можно использовать коммерческую норму дисконта. Коммерческая норма дисконта определяется по формуле:

$$E = r + i$$

где r - обычный коэффициент дисконтирования;

i - индекс инфляции.

Показатели эффективности ИП:

Цель расчёта показателей эффективности ИП: определить условия успешной реализации ИП с учётом интересов всех сторон (население, кредитор, ТСО).

Для расчёта эффективности инвестиций в систему централизованного теплоснабжения использована концепция дисконтирования.

В качестве основных показателей для расчета эффективности ИП используются:

- Чистый приведенный доход (NPV);
- Дисконтированный срок окупаемости (DPP);
- Внутренняя норма доходности (IRR);
- Индекс рентабельности инвестиций (PI);
- Степень устойчивости проекта.

Чистый приведённый доход (NPV) – это разница между приведенным (дисконтированным) денежным доходом от инвестиционного проекта и единовременными затратами на инвестиции.

Денежные доходы в данном случае понимаются как эффекты от внедряемых мероприятий.

$$(12.1)$$

где n – срок жизни проекта;

NCF_t – чистый денежный поток за интервал времени t ; E – норма дисконта;

i – номер года;

IC – инвестиции.

Достижение положительного значения NPV до истечения срока жизни проекта считается подтверждением целесообразности инвестирования денежных средств, а отрицательное, наоборот, свидетельствует о неэффективности их использования.

Дисконтированный срок окупаемости (DPP) – продолжительность времени, за которое дисконтированные ожидаемые поступления денежных средств превышают дисконтированную величину вложений.

Индекс рентабельности инвестиций:

$$NVP = -IC + \sum_{i=1}^n NC \frac{Fi}{(1 + E)^i}$$

где n – срок жизни проекта;

NCF_i– чистый денежный поток за интервал времени t;

E– норма дисконта;

i– номер года;

IC– инвестиции.

Достижение положительного значения NPV до истечения срока жизни проекта считается подтверждением целесообразности инвестирования денежных средств, а отрицательное, наоборот, свидетельствует о неэффективности их использования.

Дисконтированный срок окупаемости (DPP) – продолжительность времени, за которое дисконтированные ожидаемые поступления денежных средств превышают дисконтированную величину вложений.

$$DPP = \frac{1C}{\sum_{i=1}^n \frac{CFi}{(1 + E)^i}}$$

Индекс рентабельности инвестиций:

$$PI = \frac{NPV}{1C} + 1$$

Внутренняя норма доходности (IRR) – та ставка дисконтирования, при которой величина чистой дисконтированного эффекта равна приведённым инвестициям.

$$IRR = E_1 + \frac{NPVe1}{NPVe1 - NPVe2} \times (E_2 - E_1)$$

где E₁ и E₂ – норма дисконта при которой NPV больше нуля и меньше нуля, соответственно.

Величина денежных средств рассчитана в соответствии с установленными сроками внесения налоговых платежей.

Виды налогов, уровень их ставок принимаются в соответствии с действующим на момент разработки проекта законодательством Российской Федерации.

В соответствии с НК РФ (ст. 171 п. 6): «Вычетам подлежат суммы налога, предъявленные налогоплательщику подрядными организациями (застройщиками или техническими заказчиками) при проведении ими капитального строительства (ликвидации основных средств), сборке (разборке), монтаже (демонтаже) основных средств, суммы налога, предъявленные налогоплательщику по товарам (работам, услугам), приобретенным им для выполнения строительно-монтажных работ, и суммы налога, предъявленные налогоплательщику при приобретении им объектов незавершенного капитального строительства.»

В соответствии с НК РФ (ст. 172): «Вычеты сумм налога, предъявленных продавцами налогоплательщику при приобретении либо уплаченных при ввозе на территорию Российской Федерации и иные территории, находящиеся под ее юрисдикцией, основных средств, оборудования к установке, и (или) нематериальных активов, указанных в пунктах 2 и 4 статьи 171 настоящего Кодекса, производятся в полном объеме после принятия на учет данных основных средств, оборудования к установке, и (или) нематериальных активов»

Моменту принятия на учет ОС в инвестиционном анализе соответствует начало конца «0» года (или начало «1» года расчета). Следовательно, в момент принятия к учету основных средств, организация получает право на вычет в размере 18% от суммы произведенных затрат, и, либо возмещает сумму НДС предъявленную к вычету (может быть возвращена кредитором), либо получает налоговый актив в том же размере. В обоих случаях сумма НДС, возвращенная таким образом, перестает участвовать в расчетах эффективности инвестиционного проекта в «1» год расчетов.

В связи с вышеизложенным, суммы НДС не учитываются при расчетах эффективности инвестиционных проектов, а стоимость затрат, цены на оборудование приводятся в прогнозируемых ценах без учета НДС.

Задачей анализа является определение чувствительности показателей эффективности ИП к изменениям различных параметров и дает представление об устойчивости проекта к проявлению рыночных, операционных, финансовых рисков.

Анализ чувствительности проектов проводится по следующим факторам:

- подключенная мощность;
- тариф на тепловую энергию, мощность;
- ставка процентов по кредиту;
- норма дисконта.

В процессе проведения анализа рассматривается относительное изменение одного из варьируемых факторов и фиксация произошедших изменений в результирующих показателях.

Анализ начинается с установления базового значения результирующего показателя (например, NPV) при фиксированном значении варьируемого параметра, влияющего на результат оценки проекта (например, цена на топливо). Далее рассчитывается изменение результата NPV при изменении цены на топливо в заданных границах вариации. Границы вариации параметров составляют +/- 15 % с шагом изменения 5%.

Чем шире диапазон параметров, в котором показатели эффективности остаются в пределах приемлемых значений, тем выше запас прочности проекта, тем лучше он защищен от колебаний различных факторов, оказывающих влияние на результаты реализации проекта.

Анализ чувствительности осуществляется в рамках оценки экономической эффективности ИП на всех фазах жизненного цикла проекта.

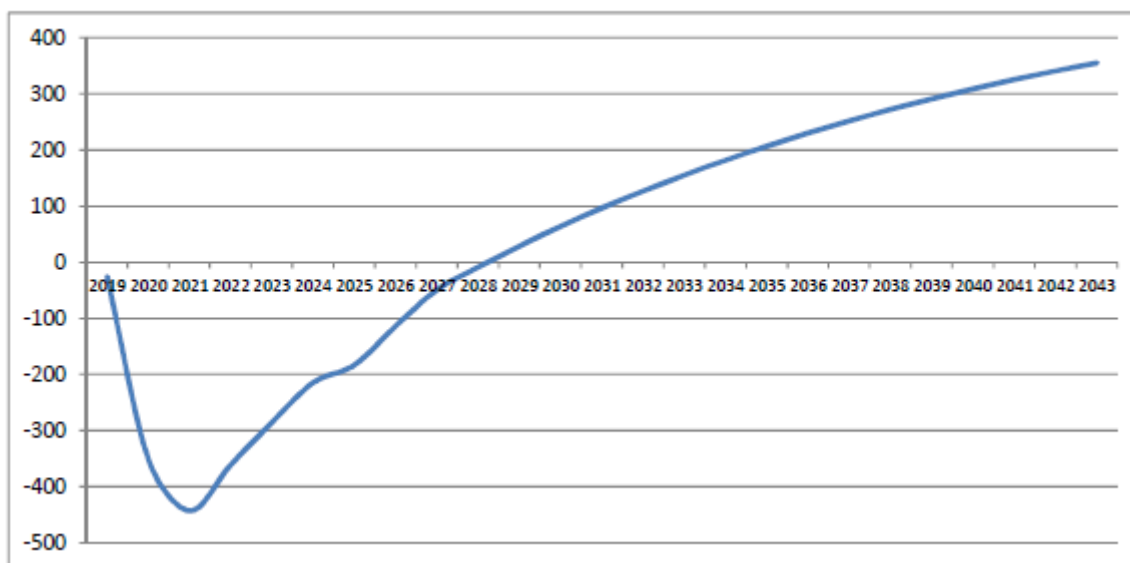
Общие выводы по ИП:

1) При экономически обоснованном тарифе в размере 4083.63 руб/Гкал (уровень 2022г.) и применении инвестиционной надбавки к тарифу в размере 500руб/Гкал дисконтированный срок окупаемости составит около 10 лет.

2) Расчёт показателей эффективности ИП носит предварительный, оценочный характер. Разработка рабочего инвестиционного проекта (инвестиционной программы) должна опираться на результаты комплексного энергообследования объектов.

3) Основной риск для инвестора – это неплатежи со стороны населения. Для уменьшения риска необходимо заключение с населением прямых договоров на услуги теплоснабжения. При повышении уровня оснащённости потребителей узлами учёта тепловой энергии и значительном повышении энергоэффективности потребителей тепловой энергии есть риск снижения полезного отпуска тепловой энергии и необоснованного завышения параметров реконструируемых СЦТ (УТМ котельных, диаметра сетей и т.д.).

4) При реализации проектов по схеме теплоснабжения рекомендуется доленое инвестирование: частные инвестиции и бюджетные средства.



11.4. Расчёты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

Расчёты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения приведены в главе 13.

ГЛАВА 12. Индикаторы развития систем теплоснабжения муниципального образования

12.1. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях

Сведений о количествах прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях не предоставлено.

12.2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии

Сведений о количестве прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии не предоставлено.

12.3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии

Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии представлен в таблице 38.

Таблица 38.

Источник теплоснабжения	Отпуск тепловой энергии с коллекторов Гкал/год	Потребление топлива Тн/год	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии т.у.т./Гкал
Котельная с. Поды	1133,082	56,837	0,065

12.4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети.

Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети представлена в таблице 39.

Таблица 39.

Зона теплоснабжения	Протяженность тепловых сетей, м.	Материальная характеристика, м ²	Технологические потери, Гкал	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети, Гкал/м ²
Котельная с. Поды	0,404	38,147	61,542	1,613

12.5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности

Коэффициент использования установленной тепловой мощности численно равняется фактической выработке тепловой энергии за определенный период к теоретической выработке при работе без остановок на установленной тепловой мощности.

Коэффициент использования установленной тепловой мощности по каждому источнику теплоснабжения показан в таблице 40.

Таблица 40.

Наименование источника	Установленная мощность, Гкал/час	Тепловая нагрузка, Гкал/час	Коэффициент использования установленной тепловой мощности
Котельная с. Поды	0,65	0,251	0,386

12.6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке

Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке представлена в таблице 41.

Таблица 41.

Зона теплоснабжения	Протяженность тепловых сетей, м.	Материальная характеристика, м ²	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/час	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке, Гкал/час*м ²
Котельная с. Поды	404	38,147	0,251	0,0066

12.7. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии

Сведений о количестве приборов учета тепловой энергии у потребителей с. Поды нет.

12.8. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)

Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения) представлен в таблице 42.

Таблица 42.

Наименование источника	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения).
Котельная с. Поды	н/д

12.9. 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)

Сведений о реконструированных сетях за 2021 год не предоставлено.

12.10. Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для поселения, муниципального образования, города федерального значения).

Сведений о реконструкции основного оборудования за 2021 год не предоставлено.

ГЛАВА 13. Ценовые (тарифные) последствия

13.1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Реализация проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению с. Поды направлено на предоставление качественной услуги теплоснабжения по доступной потребителю цене.

Прогноз динамики тарифа на тепловую энергию выполнен для следующих условий и допущений:

- экономически обоснованный тариф (уровень 2022г) - 4083.63 руб/Гкал;
- инвестиционная надбавка к тарифу – 500 руб/Гкал применяется до расчётного момента окупаемости проектов.

- после возврата инвестиций 50% от стоимости экономического эффекта полученного за счёт снижения удельных затрат на производство и передачу тепловой энергии достигнутых при реализации проектов остаются у инвестора.

- совокупный срок окупаемости проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения. Динамика тарифа на тепловую энергию составляет около 10 лет

Прогноз динамики тарифа на тепловую энергию приведён в таблице. На рис. 4 наглядно отражена динамика тарифа.

13.2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации

Таблица 43.

Наименование	Ед. изм.	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Прогнозируемый тариф на тепловую энергию (проект не реализуется)	руб/Гкал	4135.26	4430.16	4418.85	4813.83	4813.83	4813.83	4813.83	4813.83	4813.83
Инвестиционная надбавка к тарифу	руб/Гкал	0	0	500	500	500	500	500	0	0
Снижение удельных затрат (постоянных и переменных издержек) на производство и передачу тепловой энергии достигнутых при реализации проектов	руб/Гкал	0	0	256	678	720	789	1043	1072	1101
Величина снижения тарифа за счёт снижения удельных затрат на производство и передачу тепловой энергии достигнутых при реализации проектов с учётом понижающего коэффициента 0,5 (часть достигнутого экономического эффекта должна остаться у инвестора).	руб/Гкал	0	0	0	0	0	0	0	536	520
Прогнозируемый тариф на тепловую энергию при реализации проектов	руб/Гкал	3875,04	4083,63	4918,85	4918,85	4918,85	4918,85	4918,85	4277,83	4293,83

13.3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей

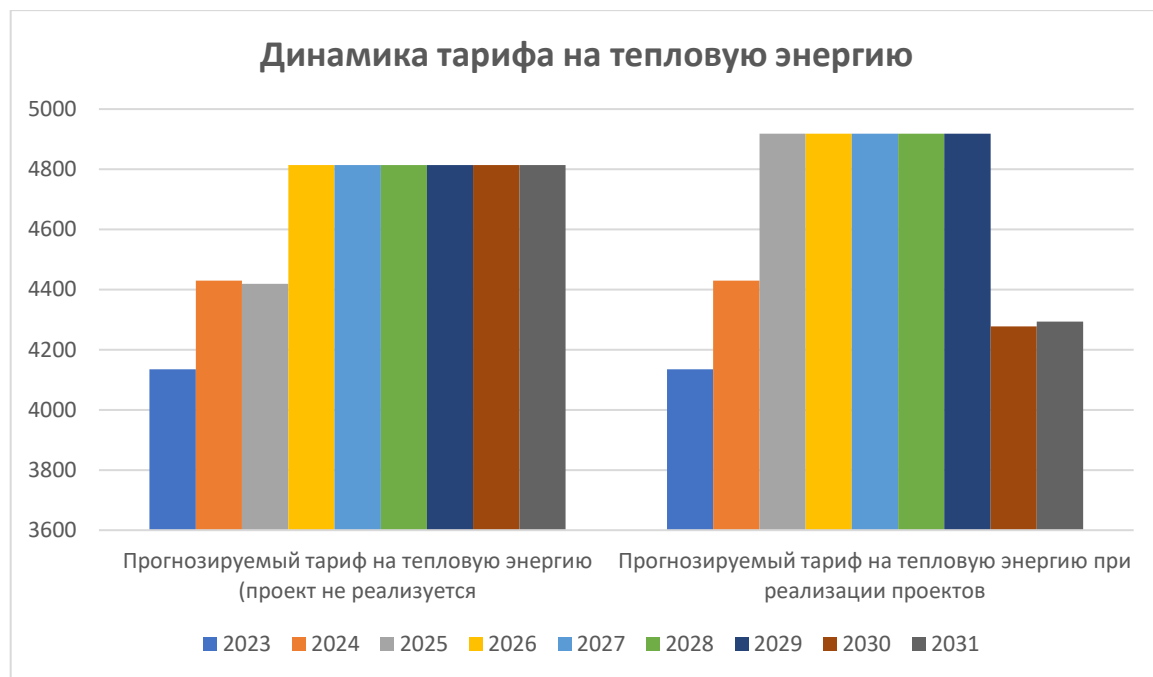


Рисунок 5.

Вывод: если инвестиционные проекты не будут реализованы, если не будет комплексной модернизации схемы теплоснабжения с. Поды, то через 8-9 лет экономически обоснованный тариф превысит уровень тарифа, формируемого с учётом инвестиционной надбавки. И с каждым годом эта негативная тенденция будет только усиливаться.

ГЛАВА 14. Реестр единых теплоснабжающих организаций

14.1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах населенных пунктов муниципального образования

В систему теплоснабжения с. Поды входит одна котельная.

Котельная, обслуживаемая МУП "Каменоярское Коммунальное Хозяйство находятся в собственности администрации Черноярского муниципального района.

Котельная образует изолированные системы теплоснабжения, технологически не связанные между собой.

Таблица 44. Реестр систем теплоснабжения

№ п/п	Наименование источника	Зона деятельности	Организация, владеющая на праве собственности или иным законном основании источником теплоснабжения
1	Котельная с. Поды	ул. Коммунистическая	МУП "Каменоярское Коммунальное Хозяйство"
		ул. 1 Мая	
		Пер. Комсомольский	

14.2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации не предоставлен

14.3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией.

Решение об определении единой теплоснабжающей организации (далее - ЕТО) базируется на требованиях следующих законодательных и нормативных актов:

- 1) Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
- 2) Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к Схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
- 3) Постановление Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации (вместе с «Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации») (далее - Постановление).

Необходимость разработки предложений по определению ЕТО в составе Схемы теплоснабжения с. Поды обусловлена п.49 требований к Схемам теплоснабжения, утвержденных вышеуказанным постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154.

Основные функции и задачи ЕТО определены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808.

В соответствии с вышеуказанным постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 808 (раздел П п. 12) ЕТО при осуществлении своей деятельности обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной Схеме теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;
- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со Схемой теплоснабжения;
- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергией с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Для осуществления своей деятельности, а также других технологически связанных с ними теплогенерирующих и теплосетевых предприятий, ЕТО получают оплату от потребителей за тепловую энергию (мощность) и (или) теплоноситель по действующим тарифам или по ценам, определенным по соглашению сторон в случаях, установленных законом № 190-ФЗ (п. 2, ст. 23.4).

В соответствии с критериями по определению единой теплоснабжающей организации, установленными «Правилами организации теплоснабжения в Российской Федерации», предлагается определить единой теплоснабжающей организацией для теплоснабжения объектов с. Поды МУП "Каменноярское Коммунальное Хозяйство".

14.4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации не предоставлены.

14.5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

Сфера теплоснабжения МУП "Каменноярское Коммунальное Хозяйство" имеет одну зону теплоснабжения:

зона - Котельная с. Поды с тепловыми сетями принадлежит администрации Черноярского муниципального района и эксплуатируется МУП "Каменноярское Коммунальное Хозяйство". Теплоснабжающая организация вырабатывает, транспортирует, распределяет тепловую энергию конечным потребителям в виде горячей воды. Теплоснабжение осуществляется для жилого фонда, объектов бюджетной сферы и прочих потребителей.

В границе зоны теплоснабжения зоны деятельности системы теплоснабжения потребителей тепловой энергии находятся следующие объекты:

- ул. Коммунистическая;
- ул. 1 Мая;
- пер. Комсомольский.

ГЛАВА 15.. Реестр проектов схемы теплоснабжения

15.1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии

Необходимые капитальные вложения в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии с. Поды в период с 2023 по 2033 годы представлены в таблице 45.

Таблица 45.

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Срок реализации	Стоимость мероприятия в ценах 3 кв. 2022 г, тыс.руб.
Котельная с. Поды				
1	Модернизация котельной	Замена (установка) котла с автоматикой – 1 шт.	2025-2029	600

15.2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них

Необходимые капитальные вложения в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей с. Поды в период с 2023 по 2033 годы представлены в таблице 46.

Таблица 46.

№ п/п	Наименование участка	Протяженность в однострубно-ном исполнении, м	Количество трубопроводов в участке	Диаметр трубопровода наружный, мм	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляция	Год строительства	Срок эксплуатации на 2022г	Планируемый срок ремонта	Стоимость реконструкции в ценах 3 кв. 2022г, тыс. руб.
Котельная с. Поды										
1		404	2	76-100	надземная	Мин. Мат	н/д	н/д	2025-2029гг	2 424,0
	Итого:									2 424,0

15.3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения

Согласно предоставленным данным, централизованное снабжение потребителей горячей водой не предусмотрено.

ГЛАВА 16. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения

16.1. Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения

Замечания и предложения при актуализации и утверждении схемы теплоснабжения не поступали.

16.2. Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения

Замечания и предложения при актуализации и утверждении схемы теплоснабжения не поступали.

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

Замечания и предложения при актуализации и утверждении схемы теплоснабжения не поступали.

ГЛАВА 17. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

17.1. Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения, а также сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения

Данных не предоставлено.

***СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С. ПОДЫ
ЧЕРНОЯРСКОГО РАЙОНА АСТРАХАНСКОЙ
ОБЛАСТИ
НА ПЕРИОД С 2023 ДО 2033 ГОД***

Том 2.

«Обосновывающие материалы к Схеме теплоснабжения
муниципального образования «Черноярский район»

Разработчик:

ООО «СтройРеконструкция»

СОГЛАСОВАНО

Директор Головина Е.В. _____

Заказчик:

Комитет имущественных отношений Черноярского района

УТВЕРЖДЕНО

Председатель Комитета Бобров А.А. _____