

ТОМ 2

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Лесного сельского поселения
Катав-Ивановского муниципального района
Челябинской области
на период до 2030г.

(актуализация на 2026г.)

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Сведений, составляющих государственную тайну в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 30.11.1995г. №1203 «Об утверждении перечня сведений, отнесённых к государственной тайне», не содержится.

Разработал:
Индивидуальный
предприниматель



В.Н. Гилизов

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	14
ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ	17
ОБЩАЯ ЧАСТЬ	22
ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	26
Часть 1.1. Функциональная структура теплоснабжения	26
1.1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описания структуры договорных отношений между ними	26
1.1.2 Зоны действия производственных котельных	30
1.1.3 Зоны действия индивидуального теплоснабжения	30
1.1.4 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения Лесного СП за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения	30
Часть 1.2. Источники тепловой энергии	31
1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго»	31
1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источников тепловой энергии	36
1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии	36
1.2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности «нетто»	36
1.2.5. Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса	37
1.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)	37
1.2.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха	37
1.2.8. Описание схемы выдачи тепловой мощности котельных	39
1.2.9. Среднегодовая загрузка оборудования котельных	39
1.2.10. Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в паровые и водяные тепловые сети	39
1.2.11. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств	39
1.2.12. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии	40
1.2.13. Сведения о предписаниях, выданных контрольно-надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельных	40
1.2.14. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей	40
1.2.15. Проектный и установленный топливный режим котельных	41
1.2.16. Сведения о резервном топливе котельных	41
1.2.17. Описание изменений в перечисленных характеристиках котельных в ретроспективном периоде	41
1.2.18. Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных	41
Часть 1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты	43
1.3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения	43
1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии	44
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	46
1.3.4. Описание технологических схем тепловых пунктов с указанием количества и средней тепловой мощности тепловых пунктов	48
1.3.5. Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления	48
1.3.6. Типы и оборудование повысительных насосных станций	48

1.3.7. Описание изменений, произошедших за ретроспективный период, в части строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.	48
1.3.8. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.	48
1.3.9. Краткие сведения о паровых сетях.	49
1.3.11. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.	49
1.3.12. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.	49
1.3.13. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.	49
1.3.14. Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет.	53
1.3.15. Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет.	53
1.3.16. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.	54
1.3.17. Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.	56
1.3.18. Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.	57
1.3.19. Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.	58
1.3.20. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.	59
1.3.21. Эксплуатационные показатели тепловых сетей и сооружений на них.	59
1.3.22. Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.	59
1.3.23. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.	60
1.3.24. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.	60
1.3.25. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.	60
1.3.26. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.	61
1.3.27. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.	61
1.3.28. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их)	61
Часть 1.4. Зоны действия источников тепловой энергии.	62
Часть 1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.	63
1.5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления.	63
1.5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.	65
1.5.3 Случаи (условия) применения для отопления жилых помещений в многоквартирных домах с централизованным теплоснабжением индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.	65
1.5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.	66
1.5.5. Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	68
1.5.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения.	70
1.5.7. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.	70
Часть 1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии.	71
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.	71
1.6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии.	71
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 к потребителю.	71

1.6.4. Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.	73
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.	73
Часть 1.7. Балансы теплоносителя.	74
1.7.1. Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, работающих на единую тепловую сеть.	74
1.7.2. Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.	75
Часть 1.8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом.	78
1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии.	78
1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.	78
1.8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки.	79
1.8.4 Описание использования местных видов топлива.	79
Часть 1.9. Надёжность теплоснабжения.	80
1.9.1. Общие положения.	80
1.9.2. Расчёт показателей надёжности сетей теплоснабжения.	82
1.9.3. Оценки надёжности систем теплоснабжения по показателям, определяемым в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.	85
1.9.4. Интегральные показатели оценки надёжности теплоснабжения.	91
1.9.5. Выводы по надёжности систем централизованного теплоснабжения потребителей Лесного СП.	92
1.9.6. Пути повышения безотказности системы теплоснабжения.	92
Часть 1.10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций.	94
Часть 1.11. Цены и тарифы в сфере теплоснабжения.	95
1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет.	95
1.11.2. Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения.	98
1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения.	99
1.11.4. Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.	99
Часть 1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения Лесного СП.	101
1.12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).	101
1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).	102
1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.	104
1.12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения.	104
1.12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения.	104
ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.	105
Часть 2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.	105
Часть 2.2 Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе.	106
Часть 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.	108

Часть 2.4 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.	112
Часть 2.5 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе.	112
Часть 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 теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.	112
ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.	114
Часть 3.1. Описание геоинформационной системы Zulu 8.	114
3.1.1 Общие положения.	114
3.1.2 Программно-расчётный комплекс ZuluThermo.	116
Часть 3.2. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе городского поселения с полным топологическим описанием связности объектов.	118
Часть 3.3. Паспортизация объектов системы теплоснабжения.	118
Часть 3.4. Паспортизацию и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное.	119
Часть 3.5. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть.	119
3.5.1. Наладочный расчет тепловой сети.	120
3.5.2. Поверочный расчет тепловой сети.	120
3.5.3. Конструкторский расчет тепловой сети.	121
Часть 3.6. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии	121
Часть 3.7. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии.	123
Часть 3.8. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя.	124
Часть 3.9. Расчет показателей надежности теплоснабжения	126
Часть 3.10. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения.	126
Часть 3.11. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.	126
Часть 3.12 Анализ гидравлических режимов.	128
3.12.1 Общие положения.	128
3.12.1 Поверочный гидравлический расчёт.	129
ГЛАВА 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОМОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОМОЩНОСТИ И ТЕПЛОМОЩНОСТИ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.	135
Часть 4.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки.	135
Таблица 57 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «Лесное».	136
Часть 4.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии	137
Часть 4.3 Выводы о резервах (дефицитах) мощности в существующих систем теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.	140
Часть 4.4 Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	140
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ.	141
Часть 5.1 Основные принципы развития систем теплоснабжения Лесного СП.	141

Часть 5.2 Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения.	141
Часть 5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения.	153
Часть 5.4 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей.	154
Часть 5.5 Описание изменений в мастер – плане развития систем теплоснабжения муниципального округа за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.	154
ГЛАВА 6. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ.	155
Часть 6.1 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.	155
Часть 6.2 Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения.	155
Часть 6.3 Сведения о наличии баков-аккумуляторов.	155
Часть 6.4 Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.	157
Часть 6.5 Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.	157
ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.	158
Часть 7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.	158
7.1.1 Определения.	158
7.1.2 Основная нормативно-правовая база.	158
7.1.3 Условия подключения к централизованным системам теплоснабжения.	159
7.1.4 Условия для организации поквартирного теплоснабжения малоэтажных МКД.	159
7.1.5 Условия для организации теплоснабжения МКД от общедомового газового теплогенератора.	162
7.1.6 Условия для организации индивидуального теплоснабжения индивидуальных жилых домов и блокированных жилых домов.	163
Часть 7.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.	164
Часть 7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения.	164
Часть 7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.	164
Часть 7.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.	164
Часть 7.6 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.	164
Часть 7.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.	165
Часть 7.8 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	165
Часть 7.9 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	166
Часть 7.10 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.	166
Часть 7.11 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.	166

Часть 7.12 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения сельского поселения.	170
Часть 7.13 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.	170
Часть 7.14 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения.	171
Часть 7.15 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.	171
Часть 7.16 Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизации источников тепловой энергии.	176
Часть 7.17 Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.	176
Часть 7.18 Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления на коллекторах существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.	177
Часть 7.19 Определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке.	177
Часть 7.20 Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.	177
Часть 7.21 Основные предложения по развитию систем теплоснабжения.	177
ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ.	181
Часть 8.1 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).	181
Часть 8.2 Предложений по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения.	181
Часть 8.3 Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.	181
Часть 8.4 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.	181
Часть 8.5 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.	185
Часть 8.6 Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.	185
Часть 8.7 Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с истощением эксплуатационного ресурса.	185
Часть 8.8 Предложения по строительству и реконструкции насосных станций.	187
Часть 8.9 Наладка гидравлического режима теплосетей и иные предложения, направленные на повышение эффективности централизованного теплоснабжения.	187
8.9.1. Наладка гидравлического режима теплосетей.	187
8.9.2. Пневмогидравлическая промывка внутридомовых систем теплоснабжения многоквартирных домов и потребителей бюджетного сектора.	188
8.9.3. Оснащение общедомовыми узлами учета тепловой энергии многоквартирных домов.	188
8.9.4. Обеспечение проведения теплоснабжающими организациями не реже одного раза в шесть месяцев противоаварийных тренировок в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.	189
Часть 8.10 Описание изменений в предложениях по строительству и реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схем теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них.	189
ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ.	191
Часть 9.1 Техничко-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения.	191

Часть 9.2 Обоснование и пересмотр графика температур теплоносителя и его расхода в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения).	192
Часть 9.3 Предложения по реконструкции тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), на отдельных участках таких систем, обеспечивающих передачу тепловой энергии к потребителям.	193
Часть 9.4 Расчет потребности инвестиций для перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения.	193
Часть 9.5 Оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения.	196
Часть 9.6 Расчет ценовых (тарифных) последствий для потребителей в случае реализации мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения.	196
ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ.	197
Часть 10.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения.	197
Часть 10.2 Результаты расчётов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива.	199
Часть 10.3 Виды топлива, потребляемые источниками тепловой энергии.	201
Часть 10.4. Преобладающий в поселении вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в поселении.	201
Часть 10.5 Приоритетное направление развития топливного баланса поселения.	201
Часть 10.6 Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии.	201
ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.	202
Часть 11.1 Методы и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения.	203
Часть 11.2 Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей, среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения.	203
Часть 11.3 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения Лесного СП и мероприятия по повышению надёжности систем теплоснабжения.	203
Часть 11.4 Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.	205
Часть 11.5 Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки.	205
Часть 11.6 Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии.	205
Часть 11.7 Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы систем теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии.	206
Часть 11.8 Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения.	207
Часть 11.9 Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них.	207
ГЛАВА 12. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕООРУЖЕНИЕ.	209
Часть 12.1: Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.	209
Часть 12.2 Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.	209
12.2.1 Внутренние источники собственных средств.	211
12.2.2 Внешние (привлеченные) источники денежных средств.	212
12.2.3 Выводы по Части 12.2.	216
Часть 12.3 Расчеты экономической эффективности инвестиций.	217
Часть 12.4 Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.	223
ГЛАВА 13. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ.	226

Часть 13.1 Результаты оценки существующих и перспективных значений следующих индикаторов развития систем теплоснабжения, рассчитанных в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.	226
Часть 13.2 Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения.....	228
ГЛАВА 14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ.....	231
Часть 14.1 Общие положения.....	231
Часть 14.2 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.	232
ГЛАВА 15. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ.	247
Часть 15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения.	247
Часть 15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации.	247
Часть 15.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией.	247
Часть 15.4 Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения, на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.	252
Часть 15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации.	252
ГЛАВА 16. РЕЕСТР ПРОЕКТОВ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	254
Часть 16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии.	254
Часть 16.2 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.	254
Часть 16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения.	254
ГЛАВА 17. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.	257
17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при актуализации и утверждении схемы теплоснабжения.	257
17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения.	257
17.3 Перечень учтённых замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесённых в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.	257
ГЛАВА 18. СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ И ДОПОЛНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ ПРИ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.	258
18.1 Изменения внесённые в утверждаемую часть схемы теплоснабжения.	258
18.2 Изменения, внесённые в обосновывающие материалы схемы теплоснабжения.	258
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	270

ПЕРЕЧЕНЬ ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 1 Схема расположения Лесного СП в границах Катав-Ивановского района.	23
Рисунок 2 Границы Лесного СП.	23
Рисунок 3 Зона действия системы теплоснабжения и расположение котельной в п. Совхозный.	27
Рисунок 4 Тепломеханическая схема котельной в п. Совхозный.	34
Рисунок 5 Температурный график работы котельной СЦТ «Лесное».	38
Рисунок 6 Схема сетей теплоснабжения СЦТ «Лесное».	45
Рисунок 7 Структура теплосетей в зависимости от способа прокладки.	46
Рисунок 8 Пьезометрический график №1.	51
Рисунок 9 Пьезометрический график №2.	52
Рисунок 10 Схемы присоединения потребителей.	60
Рисунок 11 Структура тепловых нагрузок в зависимости от категории потребителей.	63
Рисунок 12 Структура тепловых нагрузок в зависимости от вида потребления.	63
Рисунок 13 Виды технологических нарушений в тепловых сетях.	81
Рисунок 14 Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети.	83
Рисунок 15 Динамика средневзвешенного тарифа на отпущенную тепловую энергию за период с 2019 по 2025гг.	97
Рисунок 16 Структура тарифа на тепловую энергию, установленного на 2025г.	98
Рисунок 17 Схема размещения зоны нового индивидуального жилищного строительства в п. Совхозный.	107
Рисунок 18 Скрин-шот поверочного расчёта для СЦТ «Лесное».	129
Рисунок 19 Зависимости оптимальной скорости воды от диаметра труб.	130
Рисунок 20 Пьезометрический график №1 СЦТ «Лесное» после реализации предложенных проектов (мероприятий).	138
Рисунок 21 Пьезометрический график №2 СЦТ «Лесное» после реализации предложенных проектов (мероприятий).	139
Рисунок 22 Предложение по оптимизации конфигурации и параметров отдельных участков тепловой сети.	143
Рисунок 23 Виды малоэтажных домов.	158
Рисунок 24 Отключение от СЦТ «Лесное» объектов ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов №№1, 2, 4, 6, 7 и 25.	175
Рисунок 25 Перспективная зона действия котельной СЦТ «Лесное».	180
Рисунок 26 Приблизительная перспективная конфигурация сетей теплоснабжения.	183
Рисунок 27 Перспективная схема сетей горячего водоснабжения в п. Совхозный.	192
Рисунок 28 Прогнозируемая динамика потребления топлива на централизованное теплоснабжение, т.у.т.	197
Рисунок 29 Прогнозируемая динамика усреднённого КПД котельных и эффективности СЦТ.	197
Рисунок 30 Распределение затрат при реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения в зависимости от источников финансирования.	217
Рисунок 31 Графики приведённого дисконтированного дохода, млн. руб.	222
Рисунок 32 Рекомендуемые доли финансирования при комплексной реализации проектов.	223
Рисунок 33 Оценочный прогноз тарифа на тепловую энергию.	244
Рисунок 34 Прогнозируемая динамика тарифа на тепловую энергию.	246

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1 Общая информация об административно-территориальном устройстве, обеспеченности централизованными инженерными системами, показатели жилищного фонда и численность населения.	24
Таблица 2 Основные показатели жилищного фонда.	25
Таблица 3 Климатические характеристики.	25
Таблица 4 Данные по теплоснабжающим организациям.	26
Таблица 5 Общие сведения по СЦТ Лесного СП.	28
Таблица 6 Сведения о балансовой принадлежности и эксплуатационных зонах СЦТ Лесного СП.	29
Таблица 7 Перечень основного теплофикационного оборудования с указанием основных параметров.	33
Таблица 8 Перечень насосного оборудования с указанием основных параметров.	33
Таблица 9 Перечень воздухоподводящего оборудования с указанием основных параметров.	35
Таблица 10 Информация о наличии средств учета энергоресурсов на теплоисточниках.	35
Таблица 11 Параметры установленной тепловой мощности источников тепловой энергии за 2024г.	36
Таблица 12 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии за 2024г.	36

Таблица 13 Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.	37
Таблица 14 Давление теплоносителя на «подаче» и в «обратке».	39
Таблица 15 Среднегодовая загрузка основного оборудования котельной по итогам работы в 2024г.	39
Таблица 16 Установленный топливный режим котельных за 2024г.	41
Таблица 17 Нормативы удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии источниками тепловой энергии.	41
Таблица 18 Динамика изменения эксплуатационных показателей функционирования котельной СЦТ «Лесное».	42
Таблица 19 Основные характеристики и параметры сетей теплоснабжения.	43
Таблица 20 Протяжённость и материальная характеристика тепловых сетей в зависимости от диаметра труб и способа прокладки.	47
Таблица 21 Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго».	53
Таблица 22 Динамика изменения отказов и восстановлений распределительных тепловых сетей в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго».	53
Таблица 23 Утверждённые нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям.	58
Таблица 24 Динамика изменения эксплуатационных показателей тепловых сетей и сооружений на них по СЦТ «Лесное».	59
Таблица 25 Сведения об оснащённости потребителей приборами коммерческого учёта тепловой энергии в Лесном СП.	61
Таблица 26 Параметры зон централизованного теплоснабжения.	62
Таблица 27 Спрос на тепловую мощность в РЭТД.	63
Таблица 28 Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в ретроспективный период.	64
Таблица 29 Значения УТМ, расчетных тепловых нагрузок источников тепловой энергии и расчётных (договорных) тепловых нагрузок потребителей в ретроспективный период (прим.: ист. данных - таблица 28).	65
Таблица 30 Сведения о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии по СЦТ «Лесное» за 2020-2024гг.	66
Таблица 31 Действующие на 2025г. нормативы потребления тепловой энергии для отопления и горячего водоснабжения на территории Катав-Ивановского МР.	69
Таблица 32 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Катав-Ивановского МР с 01.01.2030г.	69
Таблица 33 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии за базовый год (прим.: ист. данных - таблица 28).	72
Таблица 34 Баланс производительности ВПУ и подпитки теплосети по итогам работы в 2020- 2024гг.	76
Таблица 35 Годовой расход теплоносителя по котельной СЦТ «Лесное».	77
Таблица 36 Топливный баланс по котельной СЦТ «Лесное» по итогам работы в 2020-2024гг.	78
Таблица 37 Топливный баланс в целом по СЦТ в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго» по итогам работы в 2020-2024гг.	79
Таблица 38 Результаты оценки надежности СЦТ Лесного СП.	90
Таблица 39 Интегральные показатели оценки надежности теплоснабжения в целом по СЦТ «Лесное».	91
Таблица 40 Техничко-экономические показатели МУП «ТеплоЭнерго» по итогам работы в 2020-2024гг.	94
Таблица 41 Динамика тарифов на отпущенную тепловую энергию за период с 2020 по 2025гг.	96
Таблица 42 Динамика изменения тарифов на тепловую энергию (в %) и уровень инфляции за период с 2019 по 2025гг.	97
Таблица 43 Льготные тарифы на отпущенную тепловую энергию и теплоноситель для населения за период с 2023 по 2025гг.	97
Таблица 44 Структура тарифа на тепловую энергию, установленного на 2025г.	98
Таблица 45 Индикаторы развития СЦТ «Лесное» по итогам работы в 2020-2024гг.	103
Таблица 46 Базовый уровень потребления тепловой энергии по СЦТ «Лесное» с разделением по категориям потребителей и виду потребления.	105
Таблица 47 Плановые показатели полезного отпуска тепловой энергии по категориям потребителей на 2025 и 2026гг.	105
Таблица 48 Базовая расчётная тепловая нагрузка по СЦТ «Лесное» с разделением по категориям потребителей и виду потребления.	106
Таблица 49 Перечень ветхого жилищного фонда на территории Лесного СП по состоянию на 2025г.	106
Таблица 50 Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию для перспективного жилищного фонда.	108
Таблица 51 Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию для перспективного общественного фонда.	109
Таблица 52 Удельные среднечасовые тепловые нагрузки на нужды ГВС.	111

Таблица 53 Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в зоне действия СЦТ «Лесное»	112
Таблица 54 Перечень потребителей (отопление) и результаты поверочного гидравлического расчёта	132
Таблица 55 Перечень источников тепловой энергии и результаты поверочного гидравлического расчёта.	133
Таблица 56 Перечень участков сетей теплоснабжения и результаты поверочного гидравлического расчёта.	134
Таблица 57 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «Лесное».	136
Таблица 58 Результаты гидравлического расчёта СЦТ «Лесное» после реализации предложенных проектов (мероприятий).	137
Таблица 59 Предложения по развитию системы теплоснабжения Лесного СП по первому (приоритетному) варианту.	142
Таблица 60 Оценочный расчёт установленной мощности перспективной АГБМК п. Совхозный.	146
Таблица 61 ТЭО проекта строительства новой автоматической газовой блочно-модульной котельной в п. Совхозный.	148
Таблица 62 Существующие и перспективные расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия СЦТ «Лесное».	156
Таблица 63 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «Лесное».	156
Таблица 64 Перечень ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов, которые рекомендуется перевести на индивидуальное теплоснабжение от автономных газовых теплогенераторов.	163
Таблица 65 Варианты организации теплоснабжения малоэтажных жилых домов.	169
Таблица 66 Параметры отключаемых от СЦТ «Лесное» объектов ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов №№1, 2, 4, 6, 7 и 25 и соответствующих участков тепловой сети.	175
Таблица 67 Прогноз тарифа на тепловую энергию при отключении от СЦТ «Лесное» объектов ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов №№1, 2, 4, 6, 7 и 25 и соответствующих участков тепловой сети.	176
Таблица 68 Предложения по величине УТМ источника тепловой энергии СЦТ «Лесное».	178
Таблица 69 Предложения строительству источников тепловой энергии.	179
Таблица 70 Перечень проектов (мероприятий) по строительству, реконструкции и техническому перевооружению сетей теплоснабжения.	184
Таблица 71 Оценочный расчёт стоимости технического перевооружения (замена) участков сетей отопления с учётом параметров и способу прокладки по проекту «Б4».	186
Таблица 72 Проекты, направленные на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения.	190
Таблица 73 Сводная таблица затрат для горячего водоснабжения по закрытой схеме в зоне действия СЦТ «Лесное».	194
Таблица 74 Перечень объектов (зданий), в которых потребуется установка ИТП для горячего водоснабжения по закрытой схеме.	195
Таблица 75 Расчёт стоимости строительства сетей ГВС от перспективной АГБМК для горячего водоснабжения по закрытой схеме.	195
Таблица 76 Перспективный топливный баланс СЦТ «Лесное», совмещённый с балансом тепловой энергии.	198
Таблица 77 Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, в зависимости от вида топлива и способа его доставки.	200
Таблица 78 Результаты расчётов нормативных запасов топлива.	200
Таблица 79 Нормативные запасы топлива на котельных в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго».	200
Таблица 80 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения Лесного СП.	204
Таблица 81 Перечень предложений (проектов, мероприятий), предусмотренных схемой теплоснабжения оказывающих влияние на надёжность теплоснабжения.	208
Таблица 82 График финансирования проектов по реализации схемы теплоснабжения.	210
Таблица 83 Индексы-дефляторы и прогноз роста цен на ТЭР.	224
Таблица 84 Результаты расчёта показателей эффективности инвестиционных проектов (на основании данных приложения 6).	225
Таблица 85 Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в каждой СЦТ.	227
Таблица 86 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования котельной СЦТ «Лесное».	229
Таблица 87 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей СЦТ «Лесное».	229
Таблица 88 Проекты, рассматриваемые при анализе тарифных последствий.	235
Таблица 89 Расчёт прогнозируемого тарифа на тепловую энергию для 1-ого варианта реализации проектов А1, Б1, Б2, Б3 и В1.	237
Таблица 90 Расчёт прогнозируемого тарифа на тепловую энергию для 2-ого варианта реализации проектов А1, Б1, Б2, Б3 и В1.	240
Таблица 91 Оценочный прогноз тарифа на тепловую энергию.	243
Таблица 92 Оценочный прогноз средневзвешенного тарифа на тепловую энергию.	246
Таблица 93 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень ТСО.	247

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 94 Рекомендуемый результат присвоения статуса ЕТО при утверждении схемы теплоснабжения.....	252
Таблица 95 Границы зоны деятельности ЕТО №001.	253
Таблица 96 Реестр проектов схемы теплоснабжения.	255

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1 Копия письма от администрации Лесного СП по бесхозным теплосетям.	259
Приложение 2 Перечень потребителей – категория «организации», подключенных к СЦТ «Лесное».	260
Приложение 3 Перечень потребителей – категория «население», подключенных к СЦТ «Лесное».....	261
Приложение 4 Копии лицензий ГИС «Zulu-8» (базовый модуль) и ПРК «Zulu Thermo» (поверочный модуль).	262
Приложение 5 Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения	264
Приложение 6 Таблицы расчёта показателей эффективности ИП.	268
Приложение 7 Структура шифра проектов (мероприятий) в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№212.....	269

ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения Лесного сельского поселения Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области на период до 2030гг. (далее по тексту – схема теплоснабжения) актуализирована на 2026г. во исполнение требований Федерального Закона от 27.07.2010г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», устанавливающего статус схемы теплоснабжения, как документа, разрабатываемого в целях удовлетворения спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель, обеспечения надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом при минимальном воздействии на окружающую среду, а также экономического стимулирования развития систем теплоснабжения и внедрения энергосберегающих технологий.

Схема теплоснабжения разработана в 2018г. и утверждена постановлением администрации Лесного сельского поселения от 02.08.2018г. №20. Схема теплоснабжения актуализировалась в 2022г., 2023г. и 2024г.

Актуализированная на 2025г. схема теплоснабжения утверждена Постановлением Администрации Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области от 11.06.2024г. №797.

Актуализация схемы теплоснабжения на 2026год проводилась Индивидуальным предпринимателем Гилязовым В.Н. в соответствии с условиями муниципального контракта №10.

Основной нормативно-правовой базой для разработки схемы теплоснабжения являются следующие документы:

- Федеральный закон от 27 июля 2010 г № 190-ФЗ «О теплоснабжении».
- Постановление Правительства РФ от 22 Февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
- Приказ Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения».
- Муниципальный контракт №10 на оказание услуги по Актуализации схемы теплоснабжения Лесного сельского поселения Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области.

Основные принципы разработки (актуализации) схемы теплоснабжения:

а) обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;

б) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;

в) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для организации теплоснабжения с учетом экономической обоснованности;

г) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;

д) минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на единицу потребляемой тепловой энергии для потребителя в долгосрочной перспективе;

е) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;

ж) согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения.

При актуализации схемы теплоснабжения использовались исходные данные, предоставленные администрацией Лесного сельского поселения Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области и теплоснабжающей организацией (МУП «ТеплоЭнерго»), в том числе следующие документы и источники:

- Генеральный план Лесного сельского поселения с изменениями от 2020г.;
- Программа «Комплексное развитие систем коммунальной инфраструктуры Лесного сельского поселения Катав-Ивановского муниципального района на 2016-2025г.», утверждённая решением Совета депутатов Администрации Лесного сельского поселения 22.09.2016г. №29 (с изм. в соответствии с решением Совета депутатов Лесного сельского поселения от 07.10.2024г. №122);
- Схема теплоснабжения Лесного сельского поселения Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области на период до 2030г. (актуализация на 2025г.);
- Температурные графики, схемы сетей теплоснабжения, технологические схемы источников тепловой энергии, сведения по основному оборудованию, данные по присоединенной тепловой нагрузке и т.п.;
- Статистическая отчетность теплоснабжающих организаций о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном выражении;
- Предложения теплоснабжающих организаций по внесению изменений в схему теплоснабжения;
- Показатели хозяйственной и финансовой деятельности теплоснабжающей организации (данные с официального сайта Федеральной антимонопольной службы «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru>);
- Данные с официального сайта Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области (<http://www.tarif74.ru/>);
- Данные с официального сайта ГИС «ЖКХ» (dom.gosuslugi.ru);
- Данные с официального сайта Администрации Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области (<http://katavivan.ru>).

Схема теплоснабжения включает мероприятия по созданию, модернизации, реконструкции и развитию централизованных систем теплоснабжения, повышению надежности функционирования этих систем и обеспечивающие комфортные и безопасные условия для проживания людей на территории Лесного сельского поселения Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области.

Обоснование решений (рекомендаций) при разработке схемы теплоснабжения осуществляется на основании технико-экономического сопоставления вариантов развития системы теплоснабжения в целом и отдельных ее частей (локальных зон теплоснабжения) с учётом опыта внедрения предлагаемых мероприятий.

Актуализированная схема теплоснабжения состоит из трёх томов, листов графической информации (схемы теплосетей) и электронной модели системы теплоснабжения Лесного сельского поселения, выполненной в геоинформационной системе «Zulu-8».

Первый том – «Схема теплоснабжения Лесного сельского поселения Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области на период до 2030г.» состоит из одной книги (утверждаемая часть схемы теплоснабжения), включающей результаты расчётов, основные выводы и решения по схеме теплоснабжения.

Второй том – «Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного сельского поселения Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области на период до

2030г.» состоит из одной книги включающей в себя описательную и расчётно-аналитическую части, а также графические материалы.

Третий том – «Исходные данные для актуализации схемы теплоснабжения Лесного сельского поселения Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области на период до 2030г.» состоит из одной книги включающей в себя копии первичных документов, использованных при актуализации схемы теплоснабжения.

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

В настоящем документе используются следующие термины и сокращения:

Термины.

Энергетический ресурс – носитель энергии, энергия которого используется или может быть использована при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, а также вид энергии (атомная, тепловая, электрическая, электромагнитная энергия или другой вид энергии).

Энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг).

Энергетическая эффективность – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Техническое состояние – совокупность параметров, качественных признаков и пределов их допустимых значений, установленных технической, эксплуатационной и другой нормативной документацией.

Испытания – экспериментальное определение качественных и/или количественных характеристик параметров энергооборудования при влиянии на него факторов, регламентированных действующими нормативными документами.

Зона действия системы теплоснабжения - территория поселения, округа, города федерального значения или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения.

Зона действия источника тепловой энергии - территория поселения, округа, города федерального значения или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по актам ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям и для обеспечения собственных и хозяйственных нужд теплоснабжающей организации в отношении данного источника тепловой энергии.

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

Реконструкция — процесс изменения устаревших объектов, с целью придания свойств новых в будущем. Реконструкция объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов) — изменение параметров объекта капитального строительства, его частей. Реконструкция линейных объектов (водопроводов, канализации) — изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов

(пропускной способности и других) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

Реконструкция основного средства – это работы по переустройству объекта, связанному с совершенствованием производства. Целью реконструкции может быть увеличение производственных мощностей, улучшение качества или изменение номенклатуры продукции (п. 2 ст. 257 НК РФ).

Консервация основных средств – работы по доведению временно неиспользуемых основных средств до состояния, в котором обеспечивается наилучшая сохранность их технических (технологических, эксплуатационных) свойств, уменьшается воздействие негативных факторов окружающей среды и т. п.

Мощность источника тепловой энергии нетто - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии.

Модернизация (техническое перевооружение) - обновление объекта, приведение его в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями, показателями качества.

Техническое перевооружение – это комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств или их отдельных частей. Техническое перевооружение проводится путем модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным (п. 2 ст. 257 НК РФ).

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

Элемент территориального деления - территория поселения, округа, города федерального значения или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц.

Расчетный элемент территориального деления - территория поселения, округа, города федерального значения или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы 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 (источник: Федеральный закон №190 «О теплоснабжении»).

Коэффициент использования теплоты топлива (КИТТ) – показатель энергетической эффективности каждой зоны действия источника тепловой энергии, доля теплоты, содержащейся в топливе, полезно используемой на выработку тепловой энергии (электроэнергии) в котельной (на электростанции).

Материальная характеристика тепловой сети - сумма произведений наружных диаметров трубопроводов участков тепловой сети на их длину.

Удельная материальная характеристика тепловой сети - отношение материальной характеристики тепловой сети к тепловой нагрузке потребителей, присоединенных к этой тепловой сети.

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

Базовый период - год, предшествующий году разработки и утверждения первичной схемы теплоснабжения поселения, округа.

Базовый период актуализации - год, предшествующий году, в котором подлежит утверждению актуализированная схема теплоснабжения поселения, округа.

Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, округа, города федерального значения - раздел схемы теплоснабжения (актуализированной схемы теплоснабжения), содержащий описание сценариев развития теплоснабжения поселения, округа, города федерального значения и обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения, округа, города федерального значения.

Энергетические характеристики тепловых сетей - показатели, характеризующие энергетическую эффективность передачи тепловой энергии по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии, расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, расход теплоносителя на передачу тепловой энергии, потери теплоносителя, температуру теплоносителя.

Топливный баланс - документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия необходимых для функционирования системы теплоснабжения поставок топлива различных видов и их потребления источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения, устанавливающий распределение топлива различных видов между источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения и позволяющий определить эффективность использования топлива при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии.

Электронная модель системы теплоснабжения поселения, округа, города федерального значения - документ в электронной форме, в котором представлена информация о характеристиках систем теплоснабжения поселения, округа, города федерального значения.

Коэффициент использования установленной тепловой мощности (КИУТМ) — равен отношению среднеарифметической тепловой мощности к установленной тепловой мощности котельной за определённый интервал времени.

Централизованная система горячего водоснабжения - комплекс технологически связанных между собой инженерных сооружений, предназначенных для горячего водоснабжения путем отбора горячей воды из тепловой сети (далее - открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения) или из сетей горячего водоснабжения либо путем нагрева воды без отбора горячей воды из тепловой сети с использованием центрального теплового пункта (далее - закрытая система горячего водоснабжения).

Нецентрализованная система горячего водоснабжения - сооружения и устройства, в том числе индивидуальные тепловые пункты, с использованием которых приготовление горячей воды осуществляется абонентом самостоятельно.

Система теплоснабжения децентрализованная (автономная): Теплоснабжение одного потребителя от одного источника тепловой энергии (ист.: СП 89.13330.2016).

Система децентрализованного теплоснабжения: Система, в которой источник теплоты и теплоприемники потребителей либо совмещены в одном агрегате, либо размещены столь близко, что передача теплоты от источника до теплоприемников может осуществляться практически без промежуточного звена - тепловой сети (ист.: СП 60.13330.2020 «Свод правил. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»).

Потребитель тепловой энергии: Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установок либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления (ист.: СП 89.13330.2016).

Теплосетевая организация - организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии и соответствующая утвержденным Правительством Российской Федерации критериям (см. п. 56(1) и

п.56(2) в Постановлении Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации...) отнесения собственников или иных законных владельцев тепловых сетей к теплосетевым организациям (ист.: ст. 2 Федерального Закона от 27.07.2010г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»).

Теплоснабжающая организация - организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (ист.: ст. 2 Федерального Закона от 27.07.2010г. №190-ФЗ «О теплоснабжении»).

Сокращения.

АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учёта энергоресурсов.
АГБМК – автоматическая газовая блочно-модульная котельная.
БМК – блочно-модульная котельная.
ВПУ – водоподготовительные установки.
ДцСТ – децентрализованная система теплоснабжения.
ГВС – система горячего водоснабжения.
ГИС – геоинформационная система.
ЕТО – единая теплоснабжающая организация.
ИТП – индивидуальный тепловой пункт.
ИЖФ - индивидуальный жилой фонд.
ИЖД - индивидуальный жилой дом.
КИП – контрольно-измерительные приборы.
КИТТ - коэффициент использования теплоты топлива
кг.у.т. - килограмм условного топлива.
МКД – многоквартирный жилой дом.
МО – муниципальное образование.
НДТ – наилучшие доступные технологии.
НТД – нормативно-техническая документация.
НС – насосная станция;
нд – нет данных;
ОМ – обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения
ПВ – приточная вентиляция.
ПИР – проектно-изыскательские работы.
ПНР – пуско-наладочные работы.
ПНС – повышающая насосная станция.
ПК – поселковая котельная.
ПРК – программно – расчётный комплекс.
РТМ – располагаемая тепловая мощность.
РНИ – режимно-наладочные испытания.
РК – районная котельная.
РЧВ – резервуары чистой воды.
РЭТД – расчётный элемент территориального деления.
СЦТ – централизованная система теплоснабжения.
СП – сельское поселение.
ТЭР – топливно-энергетические ресурсы.
ТСО – теплоснабжающая организация.
ТС – тепловые сети.
ТК – тепловая камера.
т.у.т. – тонна условного топлива.
УРУТ - удельный расход условного топлива на 1ГКал выработанного тепла.
УТМ – установленная тепловая мощность.
УРЭ – удельный расход электроэнергии.
ХВС - система холодного водоснабжения.
ЦТП – центральный тепловой пункт.
SCADA – система визуализации и оперативно-диспетчерского управления.

ОБЩАЯ ЧАСТЬ

Административно-территориальное устройство

Лесное сельское поселение (далее по тексту – Лесное СП) — муниципальное образование в Катав-Ивановском муниципальном районе Челябинской области Российской Федерации.

Посёлок Совхозный – административный центр и единственный населённый пункт Лесного СП.

Общая информация по административно-территориальному устройству Лесного СП представлена в таблице 1.

По данным органов государственной статистики:

- по состоянию на 01.01.2025г. численность населения Лесного СП составляет 518 чел.
- по состоянию на 01.01.2025г. общая площадь земель Лесного СП составляет 2723 га.

Условно территорию поселка Совхозный можно разделить на два планировочных района – район жилой застройки (в западной части поселка) и коммунально-промышленный район (в восточной части поселка).

Географическое расположение и рельеф.

Административный центр Лесного СП располагается на расстоянии 16 км от административного центра района – города Катав-Ивановск и на расстоянии 2 км от административного центра Юрюзанского городского поселения – города Юрюзань.

Границами сельского поселения являются: на северо-западе – Усть-Катавский городской округ, на северо-востоке – Юрюзанское городское поселение, на юго-востоке – Трехгорный городской округ, на юго-западе – Катав-Ивановское городское поселение.

Территория поселения расположена в районе пологих склонов и межгорных котловин, характеризующихся полого-холмистым рельефом.

Схема расположения Лесного СП в границах Катав-Ивановского района представлена на рис. 1. Границы Лесного СП представлены на рис. 2.

Транспортная инфраструктура.

Лесное СП расположено в зоне влияния участка федеральной автодороги М5 «Москва-Челябинск». Через поселение проходит автомобильная дорога г. Юрюзань – г. Катав-Ивановск.

Коммунальная инфраструктура.

Посёлок Совхозный газифицирован. В посёлке имеются системы централизованного холодного водоснабжения, централизованного теплоснабжения и централизованного водоотведения. В посёлке осуществляется вывоз твёрдых коммунальных отходов. Общая информация об обеспеченности централизованными коммунальными системами приведена в таблице 1.

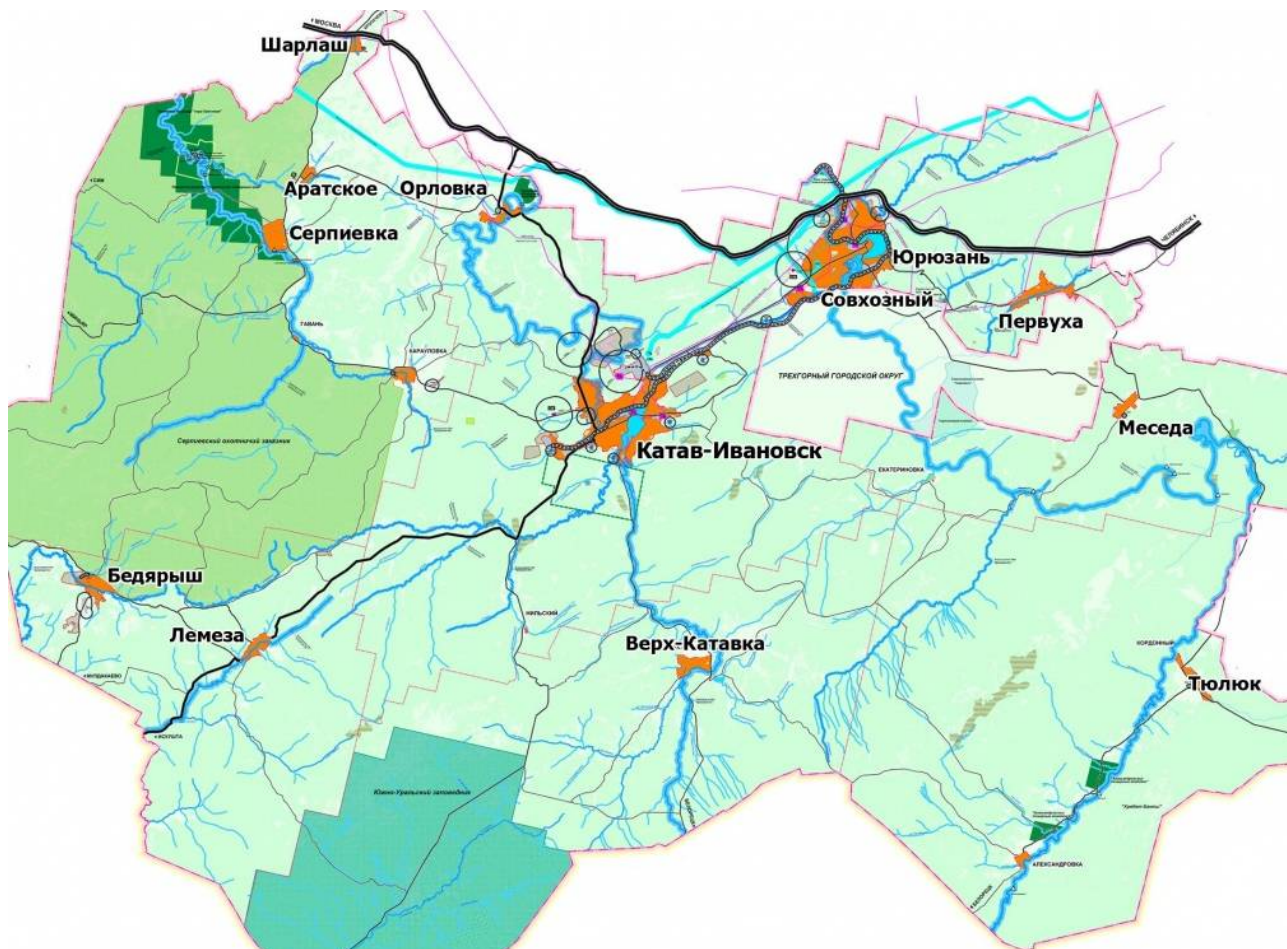


Рисунок 1 Схема расположения Лесного СП в границах Катав-Ивановского района.

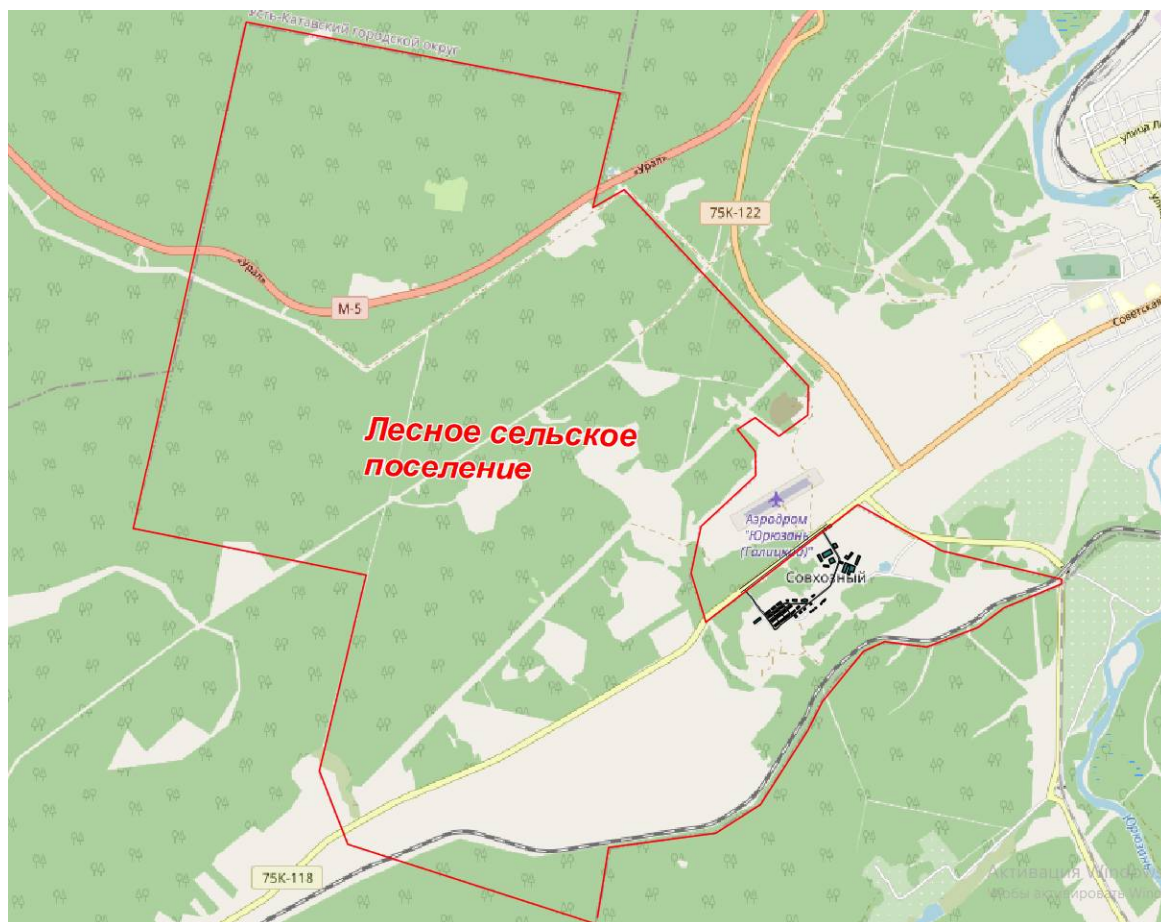


Рисунок 2 Границы Лесного СП.

Таблица 1 Общая информация об административно-территориальном устройстве, обеспеченности централизованными инженерными системами, показатели жилищного фонда и численность населения.

Показатели		Единицы измерения	Значения по состоянию на 2025г
Площадь территории в границах поселения		га	2723
Численность населения, чел		чел.	518
Наличие в административных границах населённого пункта водных объектов (рек, озёр и т.д)		—	отсутствуют
Общая площадь жилищного фонда		м.кв.	15000
Обеспеченность населения жильём		м.кв./чел.	28,96
Оценочный уровень обеспеченности централизованными инженерными системами.	холодное водоснабжение	—	высокий уровень обеспеченности
	горячее водоснабжение	—	система теплоснабжения открытая. ГВС осуществляется только в отапливаемый период года.
	водоотведение	—	высокий уровень обеспеченности
	отопление	—	высокий уровень обеспеченности
	газоснабжение	—	средний уровень обеспеченности

История

Посёлок Совхозный был основан в 1929-1930 годах. На его территории размещалось подсобное хозяйство Юрюзанского механического завода. Во время Великой Отечественной войны жители Совхозного снабжали работников завода овощами и мясными продуктами. В 1959-1962 годах на территории посёлка разместилось отделение совхоза «Тюбелясский». В 1962 году создано подсобное хозяйство приборостроительного завода г. Златоуста-36 (г. Трёхгорный).

Производство.

В Лесном СП находятся предприятия социально-бытового обслуживания, отель «Лесная жемчужина», автосервис, автошкола и лесопилка.

Социальная инфраструктура

На территории посёлка функционирует детский сад, фельдшерско-акушерский пункт, сельский клуб.

Жилищный фонд.

Основная жилая застройка посёлка Совхозный — это одиннадцать двухэтажных жилых домов блокированной застройки; три четырёхэтажных МКД, один пятиэтажный МКД и индивидуальная жилая застройка.

По данным органов государственной статистики и администрации Лесного СП по состоянию на 01.01.2025г. общая площадь жилых помещений в Лесном СП составляет 15000 м².

Основные показатели жилищного фонда в Лесном СП сведены в таблицу 2.

Таблица 2 Основные показатели жилищного фонда.

№пп	Наименование населённого пункта	Количество МКД (5 этажей и выше), шт	Количество МКД (4 этажа), шт	Общая площадь жилых помещений в МКД (4-5 этажные), тыс.м.кв.	Количество МКД (2 этажа), шт	Количество жилых домов блокированной застройки (одноэтажные МКД) и индивидуальных жилых домов, шт	Общая площадь жилых домов блокированной застройки (одноэтажные МКД), индивидуальных жилых домов и 2-ух этажных МКД, тыс.м.кв.
1	п. Совхозный	1	3	8,6	11	11	6,4
Всего по Лесному СП:		1	3	8,6	11	11	6,4

Климат

Климат континентальный с холодной продолжительной зимой и теплым летом.

Продолжительность безморозного периода 70-150 дней. Максимальная температура +38°C, минимальная до -50°C.

Среднегодовое количество осадков составляет 500-1000 мм. Продолжительность периода с устойчивым снеговым покровом 160-190 дней. Средняя дата появления снежного покрова 9 ноября, а схода – 8 апреля.

Ветровой режим характеризуется преобладанием в течение года ветров западных и юго-западных направлений.

Климатические параметры, определённые по СП 131.13330.2020 «Строительная климатология», сведены в таблицу 3.

Территория Лесного СП относится к строительно-климатическому району – IV.

Таблица 3 Климатические характеристики.

Показатели	Единицы измерения	Базовые значения
Температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92	°C	-34
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 0 °C	сут	165
Средняя температура наружного воздуха периода со среднесуточной температурой воздуха ниже 0 °C	°C	-9,6
Продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха ниже +8 °C	сут.	223
Средняя температура наружного воздуха периода со среднесуточной температурой воздуха ниже +8°C	°C	-6,1
Среднегодовая температура	°C	2,1
Среднемесячная температура (декабрь)	°C	-11,7
Среднемесячная температура (январь)	°C	-14,3
Среднемесячная температура (февраль)	°C	-13
Абсолютная минимальная температура воздуха	°C	-50
Зона по строительно-климатическому районированию		2B
Зона влажности		нормальная

Примечание: Данные приведены для села Дуван Республики Башкортостан.

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

Статистическая информация приведена в ретроспективе за период с 2020 по 2024 годы включительно. За базовый год при актуализации схемы теплоснабжения принят 2024г.

Часть 1.1. Функциональная структура теплоснабжения

1.1.1 Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций и описания структуры договорных отношений между ними.

Функциональная структура теплоснабжения представляет собой разделенное между различными юридическими лицами процессы производства тепловой энергии и передачи её до потребителя.

На территории Лесного СП в п. Совхозный действует одна теплоснабжающая организация (далее по тексту - ТСО) – Муниципальное унитарное предприятие «ТеплоЭнерго» (далее по тексту – МУП «ТеплоЭнерго»). Данные по ТСО приведены в таблице 4.

Таблица 4 Данные по теплоснабжающим организациям.

Наименование теплоснабжающей организации	ИНН	Юридический адрес	Адрес электронной почты	Сайт	Контактный телефон
Муниципальное унитарное предприятие «ТеплоЭнерго» (МУП «ТеплоЭнерго»)	7401011034	456110, Челябинская область, г. Катав-Ивановск, ул. Карла Маркса, 32	teploenergo21@rambler.ru	нет	8(351) 211-61-43

По состоянию на май 2025 года:

- На территории Лесного СП функционирует одна централизованная система теплоснабжения (далее СЦТ) расположенная в п. Совхозный – СЦТ «Лесное».
- Единая теплоснабжающая организация (ЕТО) на территории Лесного СП не определена. Зона деятельности МУП «ТеплоЭнерго» на территории Лесного СП ограничена зоной действия СЦТ «Лесное».
- Общая протяжённость наружных сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении составляет 2,21 км (с учётом «врезок» к потребителям).
- Общее количество объектов (зданий), подключенных к СЦТ, составляет 26 ед.
- В качестве основного топлива на котельной СЦТ используется природный газ.
- В составе СЦТ «Лесное» действует только одна котельная.
- СЦТ «Лесное» действует в границах только одного населённого пункта (п. Совхозный).
- Централизованное горячее водоснабжение осуществляется только в отопительный период.
- СЦТ «Лесное» открытая.
- Источники, функционирующие в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, на территории Лесного СП отсутствуют.

Общие сведения по СЦТ Лесного СП приведены в таблице 5.

Зона действия СЦТ «Лесное» и расположение котельной по состоянию на 2025г. представлена на рис. 3.

Сведения о балансовой принадлежности и эксплуатационных зонах СЦТ Лесного СП приведены в таблице 6.

Котельная и наружные сети теплоснабжения СЦТ «Лесное» находятся в собственности Катав-Ивановского муниципального района. Эксплуатацию котельной и наружных сетей теплоснабжения осуществляет МУП «ТеплоЭнерго» на основании договора аренды. Таким образом, на территории Лесного СП имеется одна эксплуатационная зона централизованного теплоснабжения.

Услуги теплоснабжения для многоквартирного жилого фонда предоставляются на основании договоров МУП «ТеплоЭнерго» с управляющей компаниями. Услуги теплоснабжения для остальных абонентов (организации, ИП) предоставляются на основании прямых договоров с МУП «ТеплоЭнерго».

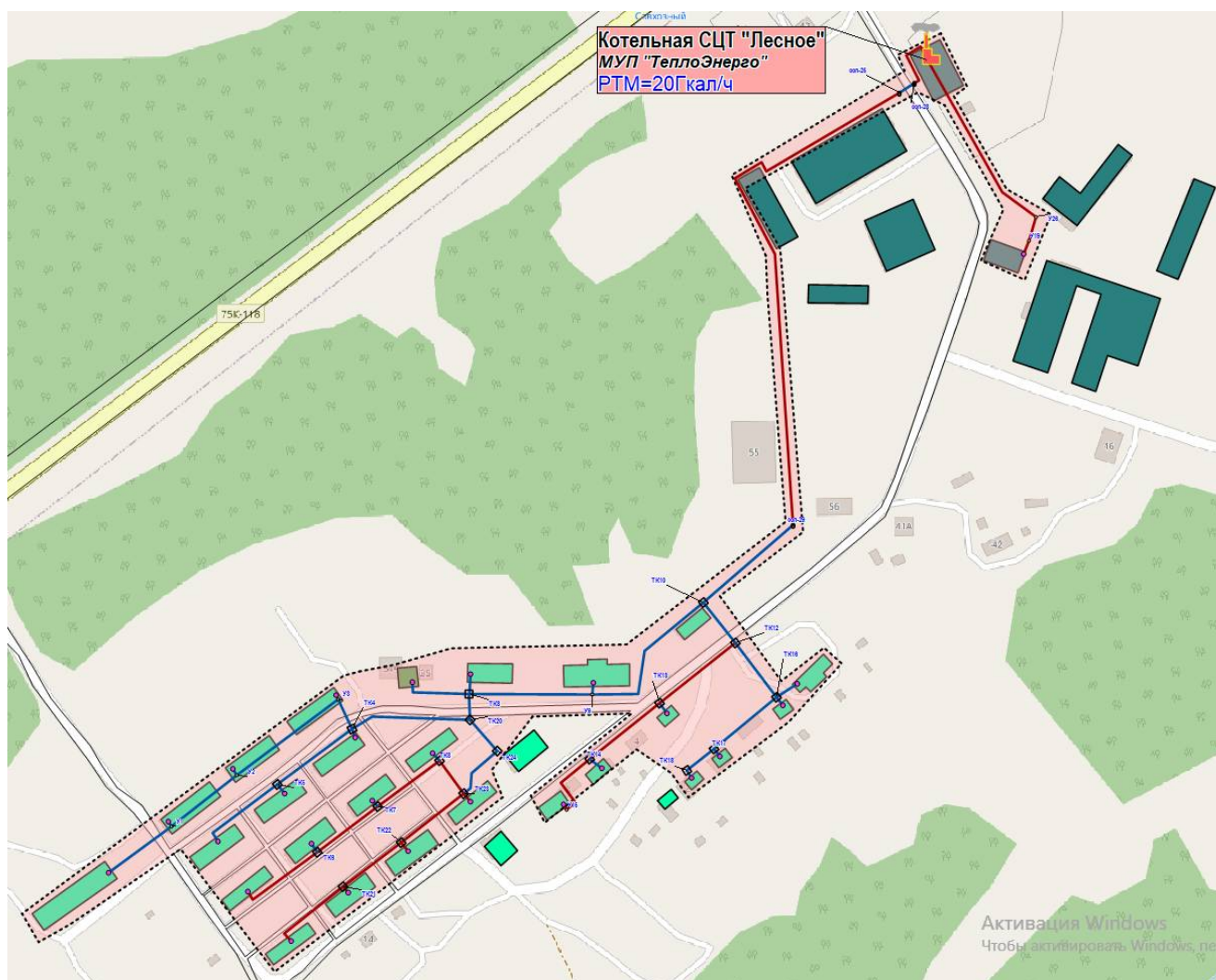


Рисунок 3 Зона действия системы теплоснабжения и расположение котельной в п. Совхозный.

Таблица 5 Общие сведения по СЦТ Лесного СП.

Наименование котельной	Котельная СЦТ "Лесное"
Адрес	Челябинская область, Катав-Ивановский район, п. Совхозный, 48
Год ввода в эксплуатацию.	1985
Год реконструкции.	нет данных
Категория источника теплоснабжения по надежности отпуска тепловой энергии	I
Установленная мощность, Гкал/ч	21,95
Располагаемая мощность, Гкал/ч	20,00
Общее количество котлов	5
Количество эксплуатируемых котлов	2
Присоединённая тепловая максимальная (расчётная) нагрузка, Гкал/ч	1,76
Общая протяжённость сетей теплоснабжения в двухтрубном исполнении, км	2,211
Вид основного топлива	Природный газ.
Вид резервного топлива	Мазутное хозяйство находится в аварийном состоянии.
Температурный график	80-60
Краткое описание технологической схемы	Зависимое присоединение наружной теплосети (без теплообменника).
	Открытая система.
	Двухтрубная система.
Водоподготовка	Двухступенчатые натрий-катионитные фильтры. Деаэрация.
Производство горячего водоснабжения	Система теплоснабжения открытая. ГВС осуществляется только в отапливаемый период года.
Электроснабжение	Наружные электросети. Два централизованных источника.
Водоснабжение	Собственная скважина. Один ввод от централизованной системы ХВС. Два наружных, подогреваемых резервуара запаса подготовленной воды объёмом по 200м.куб., каждый.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 6 Сведения о балансовой принадлежности и эксплуатационных зонах СЦТ Лесного СП.

№пп	Наименование системы теплоснабжения	Наименование РЭТД (населённый пункт, район, микрорайон, кадастровый квартал и т.д. в котором расположена (действует) система теплоснабжения) - зона действия СЦТ.	Наименование субъекта права собственности (вид собственности)		Наименование эксплуатирующей организации (основание пользования имуществом)	
			сети и сооружения на них	источник тепловой энергии	сети и сооружения на них	источник тепловой энергии
1	СЦТ "Лесное"	п. Совхозный	Катав-Ивановский муниципальный район - муниципальная собственность	Катав-Ивановский муниципальный район - муниципальная собственность	МУП «Тепло-Энерго» на основании договора аренды	МУП «Тепло-Энерго» на основании договора аренды

1.1.2 Зоны действия производственных котельных.

Производственных котельных на территории Лесного СП нет.

1.1.3 Зоны действия индивидуального теплоснабжения.

В соответствии с п. 3.9 в СП89.13330.2016 «Котельные установки»: Система теплоснабжения децентрализованная (автономная) – это теплоснабжение одного потребителя от одного источника тепловой энергии.

Зоны действия децентрализованного теплоснабжения в Лесном СП сформированы в районах с индивидуальной малоэтажной жилой застройкой и малоэтажной блокированной жилой застройкой («таунхасы»). Отдельные организации эксплуатируют собственные автономные котельные и сети для теплоснабжения собственных объектов (системы децентрализованного теплоснабжения). Теплоснабжение в зонах действия децентрализованного теплоснабжения осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, или используется печное и/или электрическое отопление. Техническую эксплуатацию систем децентрализованного теплоснабжения осуществляет техническая служба собственника.

По состоянию на 2025 год в п. Совхозный полностью газифицирован. Газификация посёлка была осуществлена в 2005-2006 гг.

1.1.4 Описание изменений, произошедших в функциональной структуре теплоснабжения Лесного СП за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

В функциональной структуре теплоснабжения за период с 2021г. до 2025г. изменений не было.

Часть 1.2. Источники тепловой энергии.

1.2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования котельных в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго».

Основные сведения по котельной представлены в таблице 5.

Копии карт последних режимно-наладочных испытаний котлов (карты РНИ) представлены в п. 2.4 тома 3.

Структура и технические характеристики основного теплогенерирующего оборудования СЦТ «Лесное» представлен в таблице 7.

Перечень насосного оборудования с указанием основных параметров по СЦТ «Лесное» представлен в таблице 8.

Перечень воздухоудовного оборудования с указанием основных параметров по СЦТ «Лесное» представлен в таблице 9.

Сведения об оснащённости котельной СЦТ «Лесное» приборами (узлами) учёта топливно-энергетических ресурсов и выработке тепловой энергии приведены в таблице 10

Котельная СЦТ «Лесное».

Котельная СЦТ «Лесное», установленной мощностью 21,95Гкал/ч, расположена по адресу: Челябинская область, Катав-Ивановский район, п. Совхозный, 48. Год ввода в эксплуатацию – 1985.

Котельная располагается на северо-восточной окраине п. Совхозный на возвышенности. Котельная отапливает жилищный фонд, объекты бюджетной сферы и соц-культ быта, а также ряд производственных помещения. Расстояние от котельной до центра тепловых нагрузок составляет порядка 700 метров.



котельная СЦТ «Лесное»



объекты мазутного хозяйства



оборудование котельной



резервуары запаса подготовленной воды

Основным топливом для котельной служит природный газ с теплотворной способностью

8078ккал/кг. Проектное резервное топливо – малосернистый мазут марки М-100 с теплотворной способностью 9650ккал/кг. В период с 2017 по 2025гг мазутное хозяйство не эксплуатировалось. По состоянию на 2025г. мазутное хозяйство находится в нерабочем состоянии.

В котельной установлены два водогрейных котла типа КВГМ-10 и три паровых котла. Один водогрейный котёл рабочий, второй – в резерве. Загрузка рабочего котла составляет порядка 10%. Паровые котлы выведены из эксплуатации.

Котлы КВГМ-10 оснащены ротационными газомазутными горелками типа РГМГ-10. Горелка установлена на воздушном коробе котла, который крепится на фронтном экране к вертикальным камерам. Горелка имеет автономный вентилятор первичного воздуха.

Тепломеханическая схема котельной представлена на рис. 4.

Дымовая труба кирпичная, высотой 45 метров.

Система теплоснабжения открытая. ГВС осуществляется только в отапливаемый период года. Присоединение системы отопления – зависимое (одноконтурная система). Тепломеханическая схема котельной приведена в п. 2.11 тома 3 (исходные данные).

Холодное водоснабжение котельной осуществляется из артезианской скважины расположенной на территории котельной. При авариях на собственной скважине водоснабжение осуществляется от системы централизованного водоснабжения. Предусмотрены два наружных, подогреваемых резервуара запаса подготовленной воды объёмом по 200 м³ каждый.

Система водоподготовки – двухступенчатое натрий-катионирование и вакуумная деаэрация.

Электроснабжение осуществляется на уровне напряжения 220/380В. Предусмотрено два ввода электрической энергии. Установленная мощность электрооборудования - 427,5 кВт.

Приборы коммерческого учета расхода природного газа, воды и электрической энергии имеются.

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной (центральное регулирование) осуществляется по качественному методу регулирования по температурному графику «80-60».

Подпитка системы теплоснабжения осуществляется в автоматическом режиме с применением электроконтактного манометра.

Регулирование давления воды в отопительной сети осуществляется вручную методом дросселирования при помощи задвижек на выходе сетевых насосов. Параметры давления подобраны опытным путём исходя из соображений уменьшения вероятности возникновения разрывов при достаточной циркуляции теплоносителя. По факту необходимый гидравлический режим поддерживается при работе всего одного сетевого насоса. Давление на «подаче» – 5,5атм. Давление на «обратке» – 2,5атм.

На котельной по насосному и дутьевому оборудованию предусмотрено 100% резервирование. Насосы и дутьевые агрегаты не оборудованы преобразователями частоты.

Ограничения УТМ котельной связаны с выводом из эксплуатации трёх паровых котлов общей мощностью 1,95Гкал/ч.

Приборы учета расхода природного газа, холодной воды и электрической энергии имеются.

Приборный учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, отсутствует. Весь отпуск тепла является расчетной величиной.

В отопительный период котельная в котельной осуществляется круглосуточное оперативное дежурство. Штатная численность персонала, обслуживающего котельную, составляет 11 человек.

Техническое состояние здания котельной и технологического оборудования оценивается как удовлетворительное.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 7 Перечень основного теплофикационного оборудования с указанием основных параметров.

№пп	Тип котлоагрегата	Вид котла (конструктивные особенности)	Вид основного топлива	Тип горелки	Год ввода в эксплуатацию	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность*, Гкал/ч	УРУТ по котлам, кг.у.т./Гкал	КПД "брутто", %	Способ регулирования мощности котла, ручной/ автоматический
1	КВГМ-10	водогрейный водотрубный	природный газ	РГМГ-10	1987	10,0	10,0	159,46	89,60	ручной
2	КВГМ-10	водогрейный водотрубный	природный газ	РГМГ-10	1987	10,0	10,0	160,70	89,00	ручной
3	Е-1,0-9	паровой	природный газ	нд	1987	0,636	котёл не эксплуатируется			
4	Е-1,0-9	паровой	природный газ	нд	1987	0,636	котёл не эксплуатируется			
5	Е-1,0-9Г-1к	паровой	природный газ	нд	1988	0,636	котёл не эксплуатируется			

Таблица 8 Перечень насосного оборудования с указанием основных параметров.

№пп	Назначение насоса	Тип насоса	Год ввода в эксплуатацию	Мощность, кВт	Напор (MAX),м	Производительность (MAX), м.куб/час	Способ регулирования производительности насоса (частотный/ ступенчатый/ задвижками)
1	подпиточный насос	КМ-90/55	нд	18,5	50	50	задвижками
2	подпиточный насос	КМ-90/55	нд	18,5	50	50	задвижками
3	подпиточный насос	ВК 5х24	нд	4	24	18	задвижками
4	подпиточный насос	ВК 5х24	нд	4	24	18	задвижками
5	сетевой насос	Д200-36	нд	75	45	300	задвижками
6	сетевой насос	Д200-36	нд	75	45	300	задвижками
7	сетевой насос	Д200-36	нд	75	45	300	задвижками
8	рециркуляционный насос	НКУ90	нд	22	38	90	задвижками
9	рециркуляционный насос	НКУ90	нд	22	38	90	задвижками
10	насос регенерации	Х-8/18	нд	4	нд	8	задвижками
11	солевой насос	Х-8/18	нд	4	нд	8	задвижками
12	дренажный насос	нд	нд	1,5	нд	нд	задвижками

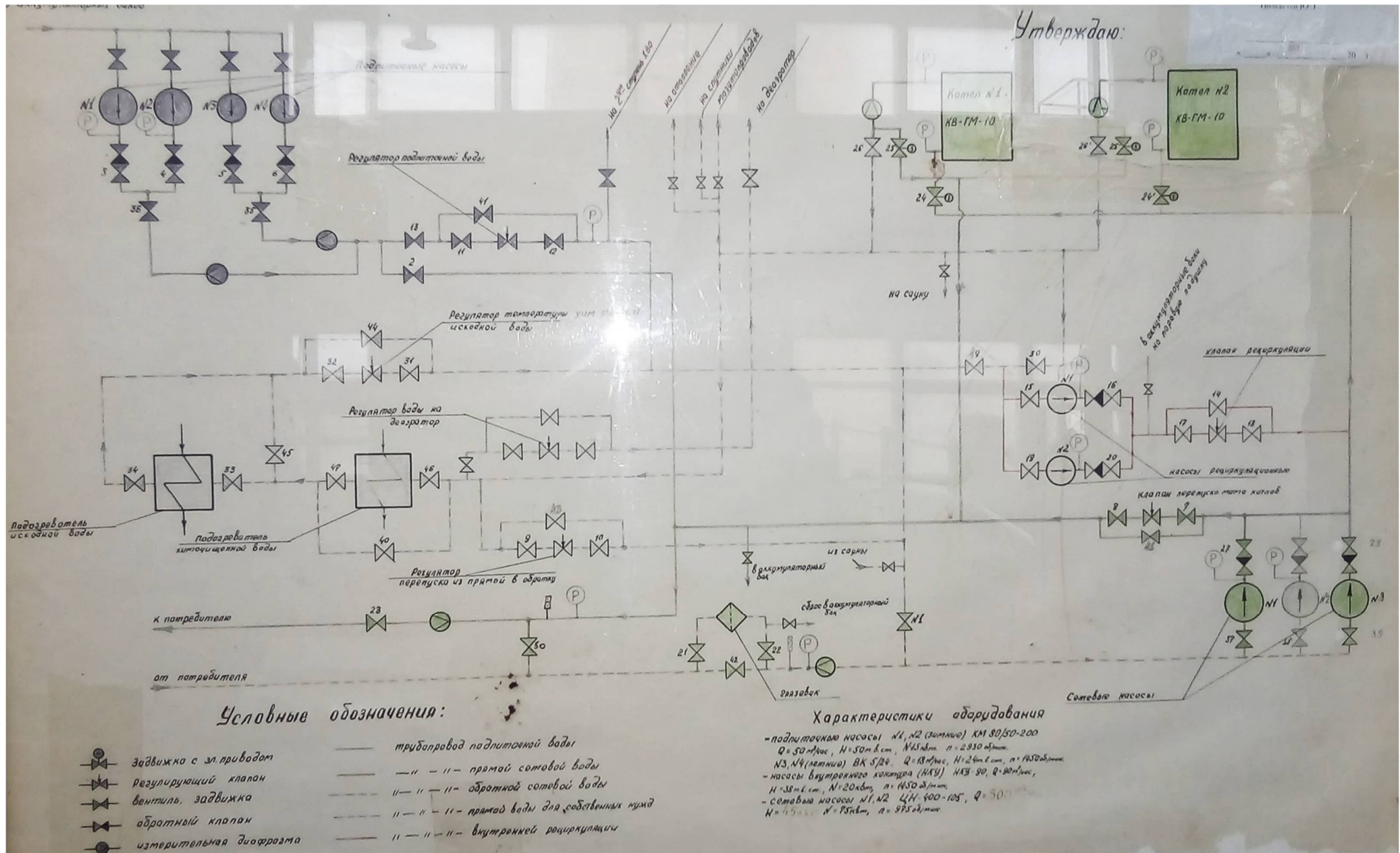


Рисунок 4 Тепломеханическая схема котельной в п. Совхозный.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 9 Перечень воздухоудного оборудования с указанием основных параметров.

№пп	Наименование агрегата	Тип агрегата	Мощность эл. двигателя, кВт	Производительность, тыс. м3/ч	Напор, мм вод. ст.	Число оборотов, об/мин	Примечание
1	Дымосос №1	ДН 12,5	30	39,9	532	750	
2	Дымосос №2	ДН 12,5	30	39,9	532	750	
3	Вентилятор №1	ВД-11,2	22	27,65	276	1000	
4	Вентилятор №2	ВД-11,2	22	27,65	276	1000	

Таблица 10 Информация о наличии средств учета энергоресурсов на теплоисточниках.

№пп	Наименование котельной	Наличие УУ тепловой энергии, отпускаемой в сеть	Наличие УУ потребляемой электрической энергии.	Наличие УУ потребляемой холодной воды	Наличие УУ потребляемого природного газа
1	Котельная СЦТ "Лесное"	НЕ ПРЕДУСМОТРЕН	ИМЕЕТСЯ	ИМЕЕТСЯ	ИМЕЕТСЯ

1.2.2. Параметры установленной тепловой мощности источников тепловой энергии.

Параметры установленной тепловой мощности (УТМ) источников тепловой энергии, ограничения тепловой мощности, располагаемой тепловой мощности (РТМ) и параметры мощности «нетто» за 2024г. приведены в таблице 11.

Копии карт последних режимно-наладочных испытаний котлов (карты РНИ) представлены в п. 2.4 тома 3.

Таблица 11 Параметры установленной тепловой мощности источников тепловой энергии за 2024г.

№пп	Показатели → Наименование СЦТ ↓	Тепловая мощность котлов установленная	Ограничения установленной тепловой мощности	Тепловая мощность котлов располагаемая	Собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии	Тепловая мощность котельной "нетто"
		ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час
1	СЦТ "Лесное"	21,95	1,95	20,00	0,07	19,93

1.2.3. Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.

Параметры РТМ котельных за 2024г. представлены в таблице 11.

Ограничения УТМ котельной связаны с выводом из эксплуатации трёх паровых котлов общей мощностью 1,95Гкал/ч.

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

Объёмы потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды ТСО в отношении источников тепловой энергии за 2024г. в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго» представлены в таблице 12.

Параметры тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии за 2024г. представлены в таблице 11.

Таблица 12 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии за 2024г.

N п/п	Наименование системы теплоснабжения	Выработка тепловой энергии котлоагрегатами в базовом году, Гкал	Затраты тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды, Гкал	Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной, Гкал	Вид топлива	Расход топлива, т.у.т
1	СЦТ "Лесное"	8192,0	181,0	8011,0	природный газ	1337,2

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

Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса приведены в таблице 13.

Таблица 13 Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.

№п/п	Наименование котельной	Тип котла	Мощность котла, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию котлоагрегата	Срок службы котлоагрегатов котельных по отношению к базовому году (2024г.).	Год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта	Год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса
1	Котельная СЦТ Лесное"	КВГМ-10	10,00	1987	37	2004	—
		КВГМ-10	10,00	1987	37	2004	—
		Е-1,0-9	0,64	1987	котёл не эксплуатируется	2004	—
		Е-1,0-9	0,64	1987	котёл не эксплуатируется	2004	—
		Е-1,0-9Г-1к	0,64	1988	котёл не эксплуатируется	2004	—

1.2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии).

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории Лесного СП отсутствуют.

1.2.7. Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха.

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

СЦТ «Лесное» проектировалась на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Качественное регулирование предполагает изменение температуры теплоносителя без изменения расхода. Системы теплопотребления зданий изначально проектировались на температурный график 90-70°C.

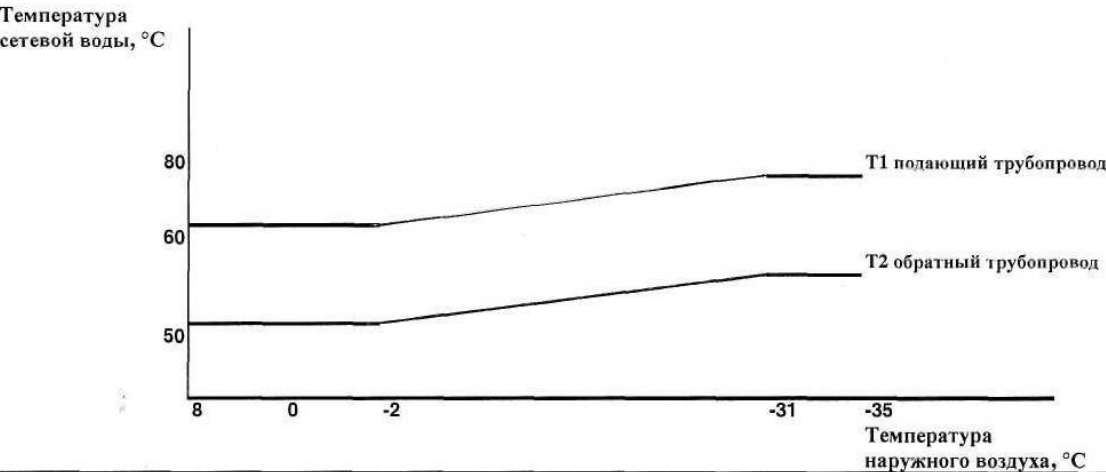
Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной СЦТ «Лесное» (центральное регулирование) осуществляется по качественному методу регулирования по скорректированному температурному графику «80-60°C с ограничением минимальной температуры подающей сетевой воды 70°C (срезка на ГВС) для обеспечения нужд ГВС по открытой схеме.

Температурный график по котельной СЦТ «Лесное» представлен на рис. 5.

Согласовано:
Глава Лесного сельского поселения
Катав-Ивановского муниципального района
Е.В.Ахтарьянов
" 26 " 06 2024г.

Утверждаю:
Конкурсный управляющий
МУП "ТеплоЭнерго"
М.В.Сентюрин
" 26 " 06 2024 г.

Температурный график работы котельной "Лесная" и тепловых сетей
п. Совхозный Катав-Ивановского муниципального района
на 2024-2025гг. (ФЗ №190 от 27.07.2010г. ст. 23 п.3 п.п.7).



Температура наруж. возд.	8	7	6	5	4	3	2	1	0	-1	-2
T1	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
T2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

Температура наруж. возд.	-3	-4	-5	-6	-7	-8	-9	-10	-11	-12	-13
T1	60	60	60	60	61	62	63	64	65	66	66
T2	51	52	52	52	52	53	54	54	54	55	55

Температура наруж. возд.	-14	-15	-16	-17	-18	-19	-20	-21	-22	-23	-24
T1	67	67	68	69	70	71	72	73	74	75	75
T2	55	55	56	56	56	56	57	57	57	57	57

Температура наруж. возд.	-25	-26	-27	-28	-29	-30	-31	-32	-33	-34	-35
T1	75	76	76	76	77	78	79	79	80*	80*	80*
T2	57	58	58	58	59	59	60	60	60	60	60

* - температурный график разработан согласно местным условиям, т.к. в МКД отсутствуют элеваторные узлы, а температура на ГВС не должна превышать 75° С

Технический директор *В.В.Бисярин* В.В.Бисярин

Получили 26.06.2024

Рисунок 5 Температурный график работы котельной СЦТ «Лесное».

1.2.8. Описание схемы выдачи тепловой мощности котельных.

Основные сведения по СЦТ «Лесное» приведены в таблице 5.

Тепломеханическая схема котельной представлена на рис. 4

СЦТ «Лесное» открытая. ГВС осуществляется только в отапливаемый период года. Присоединение наружных сетей теплоснабжения – зависимое (непосредственное). Подпитка системы теплоснабжения осуществляется в автоматическом режиме с применением электроконтактного манометра.

Давление на «подаче» и на «обратке» по данным фактического режима работы в отопительный период 2024/2025гг представлены в таблице 14. Параметры давления подобраны опытным путём исходя из соображений уменьшения вероятности возникновения разрывов при достаточной циркуляции теплоносителя и исключения «подсоса» воздуха. Регулирование давления воды в отопительной сети осуществляется вручную методом дросселирования при помощи задвижек на выходе сетевых насосов.

На котельной по насосному и дутьевому оборудованию предусмотрено 100% резервирование. Насосы и дутьевые агрегаты не оборудованы преобразователями частоты.

Таблица 14 Давление теплоносителя на «подаче» и в «обратке».

№пп	Наименование системы теплоснабжения	Давление в трубопроводах на выходе источника тепловой энергии, атм.		Расход теплоносителя в подающем трубопроводе, т/ч	Расчётный расход подпиточной воды, т/ч
		подача	обратка		
Отопительный период					
1	СЦТ "Лесное"	5,5	2,5	нд	нд

1.2.9. Среднегодовая загрузка оборудования котельных.

В таблице 15 показана среднегодовая загрузка основного оборудования котельных за 2024г., исходя из представленной отчетности по выработке тепловой энергии котельной СЦТ «Лесное».

Таблица 15 Среднегодовая загрузка основного оборудования котельной по итогам работы в 2024г.

№пп	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность	Выработка тепловой энергии	Число часов использования УТМ
		Гкал/ч	Гкал	час
1	Котельная СЦТ "Лесное"	21,95	8192	373

1.2.10. Способы учета тепловой энергии, теплоносителя, отпущенных в паровые и водяные тепловые сети.

Приборный учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети на котельной СЦТ «Лесное» не предусмотрен (см. табл. 10). Отпуск тепловой энергии с коллекторов котельной в тепловую сеть является расчётной величиной.

1.2.11. Характеристика водоподготовки и подпиточных устройств.

Режимные карты по эксплуатации установки натрий-катионитной фильтрации и деаэрационной установки приведены в п. 2.12 тома 3 (исходные данные).

Технологическая схема докотловой обработки воды приведена в п. 2.11 тома 3 (исходные

данные).

Для предотвращения образования отложений, накипи и коррозии на рабочих поверхностях котлов и трубопроводов в котельной используется система водоподготовки (ВПУ): химводоочистка (умягчение) и деаэрация воды. Производительность ВПУ составляет **40 м³/ч**. Исходной водой для водоподготовительной установки является вода из артезианской скважины расположенной на территории котельной. При авариях на собственном источнике водоснабжения предусмотрена работа ВПУ на воде из системы централизованного водоснабжения. Исходная вода подаётся насосами через водоводяной подогреватель на натрий-катионитные фильтры I-ой и II-ой ступеней для полного умягчения воды. Натрий-катионитные фильтры I-ой и II-ой ступеней загружены катионитом КУ-2-8. После натрий-катионитного фильтра II-ой ступени умягчённая (химочищенная) вода поступает в деаэрационную колонку вакуумного деаэратора ДСВ-50, где освобождается от агрессивных газов (кислорода и углекислоты). Перед деаэратором вода проходит подогрев на водоводяном теплообменнике химочищенной воды. После деаэратора часть подпиточной воды поступает в аккумуляторные баки, другая часть воды поступает в бак рабочей воды. Из аккумуляторных баков подпиточная вода подпиточными насосами подаётся на «всас» насосов сетевой воды. Сюда же на «всас» насосов сетевой воды подаётся обратная сетевая вода из теплосети.

Для регенерации натрий-катионитных фильтров используется раствор поваренной соли. Раствор готовится и хранится на складе мокрого хранения соли, состоящего из железобетонного бака, из которого насыщенный раствор соли насосами раствора соли подаётся в бак-мерник регенерационного раствора соли, где для приготовления регенерационного раствора соли нужной концентрации разбавляется исходной водой. Из бака-мерника регенерационный раствор соли насосами подаётся на регенерации натрий-катионитных фильтров. Аккумуляторные баки запаса подпиточной воды установлены снаружи на территории котельной. Баки утеплены.

1.2.12. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.

На основе отчётных данных, публикуемых ТСО на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов оборудования источников тепловой энергии за период работы с 2020 по 2024годы не зафиксировано.

В соответствии с данными, предоставленными МУП «ТеплоЭнерго», отказов оборудования котельной СЦТ «Лесное» по итогам работы с 2020 по 2024гг. не зафиксировано.

1.2.13. Сведения о предписаниях, выданных контрольно-надзорными органами, запрещающих дальнейшую эксплуатацию оборудования котельных.

Предписания, выданные контрольно-надзорными органами, запрещающие дальнейшую эксплуатацию оборудования котельной СЦТ «Лесное» не предоставлены.

1.2.14. Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав, которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории Лесного СП отсутствуют.

1.2.15. Проектный и установленный топливный режим котельных.

Природный газ транспортируется трубопроводным транспортом от наружных газовых сетей.

Средняя теплотворная способность природного газа составляет 8078 ккал/м.куб.

В котельной установлен узел коммерческого учёта объёма потребления природного газа.

Установленный топливный режим котельных за 2024г. приведен в таблице 16.

Нормативы удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии котельной СЦТ «Лесное» на период 2019-2023гг утверждены Постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 27.11.2018г. №76/2 и представлены в таблице 17. Аналогичные сведения на 2024 и 2025гг не предоставлены.

Таблица 16 Установленный топливный режим котельных за 2024г.

№пп	Наименование системы теплоснабжения	Адрес котельной	Вид топлива	Средняя теплотворная способность топлива за 2024год, ккал/м.куб	Расход условного топлива, т.у.т. за 2024 год
1	СЦТ "Лесное"	Челябинская область, Катав-Ивановский район, п. Совхозный, 48	природный газ	8078	1337,2
Всего природный газ					1337,2
Всего топлива					1337,2

Таблица 17 Нормативы удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии источниками тепловой энергии.

№пп	Наименование системы теплоснабжения	Наименование ТСО	Период действия	Нормативы удельного расхода топлива на отпуск тепловой энергии источниками тепловой энергии, (кг у.т./Гкал)	Примечание
1	СЦТ «Лесное»	МУП "ТеплоЭнерго"	2019-2023	163,25	Утверждены Постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 27.11.2018г. №76/2.

1.2.16. Сведения о резервном топливе котельных.

Проектное резервное топливо – малосернистый мазут марки М-100 с теплотворной способностью 9650ккал/кг. В период с 2017 по 2024гг мазутное хозяйство не эксплуатировалось. По состоянию на 2025г. мазутное хозяйство находится в нерабочем состоянии.

1.2.17. Описание изменений в перечисленных характеристиках котельных в ретроспективном периоде.

В период с 2020г. по 2024г. изменений в перечисленных характеристиках котельной СЦТ «Лесное» не было.

1.2.18. Описание эксплуатационных показателей функционирования котельных.

Динамика изменения эксплуатационных показателей функционирования котельной СЦТ «Лесное» за период 2020-2024гг. представлена в таблице 18.

Динамика изменения эксплуатационных показателей функционирования котельных в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго» и в целом по СЦТ Лесного СП соответствует данным, приведённым в таблице 18.

Таблица 18 Динамика изменения эксплуатационных показателей функционирования котельной СЦТ «Лесное».

№пп	Наименование показателя	ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
1	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной	лет	33,0	34,0	35,0	36,0	37,0
2	Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	161,20	161,20	161,20	159,52	163,24
3	Собственные нужды	%	2,21	2,21	2,21	2,15	2,21
4	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кг.у.т./Гкал	164,84	164,84	164,84	163,03	166,93
5	Удельный расход электрической энергии на отпуск тепловой энергии с коллекторов	кВт-ч/Гкал	62,32	54,54	56,85	55,09	56,47
6	Удельный расход теплоносителя на отпуск тепловой энергии с коллекторов	м.куб./Гкал	0,74	1,23	нд	нд	нд
7	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	13,1	11,1	11,1	11,1	11,1
8	Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от установленной мощности)	%	0	0	0	0	0
9	Доля котельных оборудованных приборами учета отпуска тепловой энергии в тепловые сети (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0
10	Доля котельных оборудованных устройствами водоподготовки (от общего количества котельных)	%	100	100	100	100	100
11	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала (от общего количества котельных)	%	0	0	0	0	0
12	Доля автоматизированных котельных без обслуживающего персонала с УТМ меньше/равной 10Гкал/ч	%	—	—	—	—	—
13	Общая частота прекращений теплоснабжения от котельных	1/год	0	0	0	0	0
14	Средняя продолжительность прекращения теплоснабжения от котельных	час	0	0	0	0	0
15	Средний недоотпуск тепловой энергии в тепловые сети на единицу прекращения теплоснабжения	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
16	Вид резервного топлива	—	нет	нет	нет	нет	нет
17	Расход резервного топлива	т.у.т	0	0	0	0	0

Часть 1.3 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

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

Наружные сети теплоснабжения СЦТ «Лесное» находятся в собственности Катав-Ивановского муниципального района.

Основные характеристики и параметры сетей теплоснабжения СЦТ «Лесное» по состоянию на 2025г. сведены в таблицу 19.

СЦТ «Лесное» открытая. Сеть теплоснабжения двухтрубная, тупиковая. Общая протяжённость наружных сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении, с учётом «врезок» к потребителям составляет **2,21** км. Общее количество тепловых камер - 17 шт. Сети теплоснабжения выполнены стальными трубами и теплоизолированы преимущественно прошивными мин.ватовыми матами. Для компенсации температурных деформаций трубопроводов на сетях используются П-образные, Z-образные и Г-образные компенсаторы

Прокладка сетей теплоснабжения смешанная: канальная, бесканальная и надземная. Частичная замена теплосетей была произведена в 2017-2018 и в 2023гг.

Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации сетей теплоснабжения по состоянию на 2025г. оценивается на уровне 12,7 года.

Таблица 19 Основные характеристики и параметры сетей теплоснабжения.

Наименование СЦТ			СЦТ "Лесное"
Год постройки сети			1985
Вид теплоизоляции			мин. вата
Протяжённость наружных сетей теплоснабжения в двухтрубном исчислении, км	ВСЕГО	км.	2,211
	надземная	км.	0,984
	бесканальная	км.	0,685
	канальная	км.	0,542
Объём сети теплоснабжения		м.куб.	50,22
Материальная характеристика сети теплоснабжения		м.кв.	517
Усреднённый внутренний диаметр теплосетей		мм	120
Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации сетей теплоснабжения		лет	12,7
Нормативные потери тепловой энергии в наружных теплосетях		Гкал в год	1335,25
Фактические потери при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за 2024год		Гкал в год	3318,47
Расчётные потери тепловой мощности в тепловых сетях при расчётной температуре наружного воздуха (расчёт в ПРК "Zulu-8" для нормативных потерь)	всего	Гкал/ч	0,1598
	через изоляционные конструкции тепловых сетей	Гкал/ч	0,1514
	с утечкой теплоносителя	Гкал/ч	0,0084
Нормативные потери теплоносителя при передаче тепловой энергии по тепловым сетям (расчёт в ПРК Zulu 8)		м.куб/год	1140

1.3.2. Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.

Электронные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии разработаны в программно-расчётном комплексе «Zulu-8» на основании материалов предоставленных ТСО.

Электронные схемы тепловых сетей представляют собой графическое описание структуры тепловых сетей с отображением трассировки теплопроводов, мест расположения тепловых камер, точек подключения потребителей, основных характеристик элементов тепловой сети.

Схема существующих сетей теплоснабжения СЦТ «Лесное» приведена на рис. 6 (*синими линиями указаны участки с подземной прокладкой, бордовыми – с надземной*).

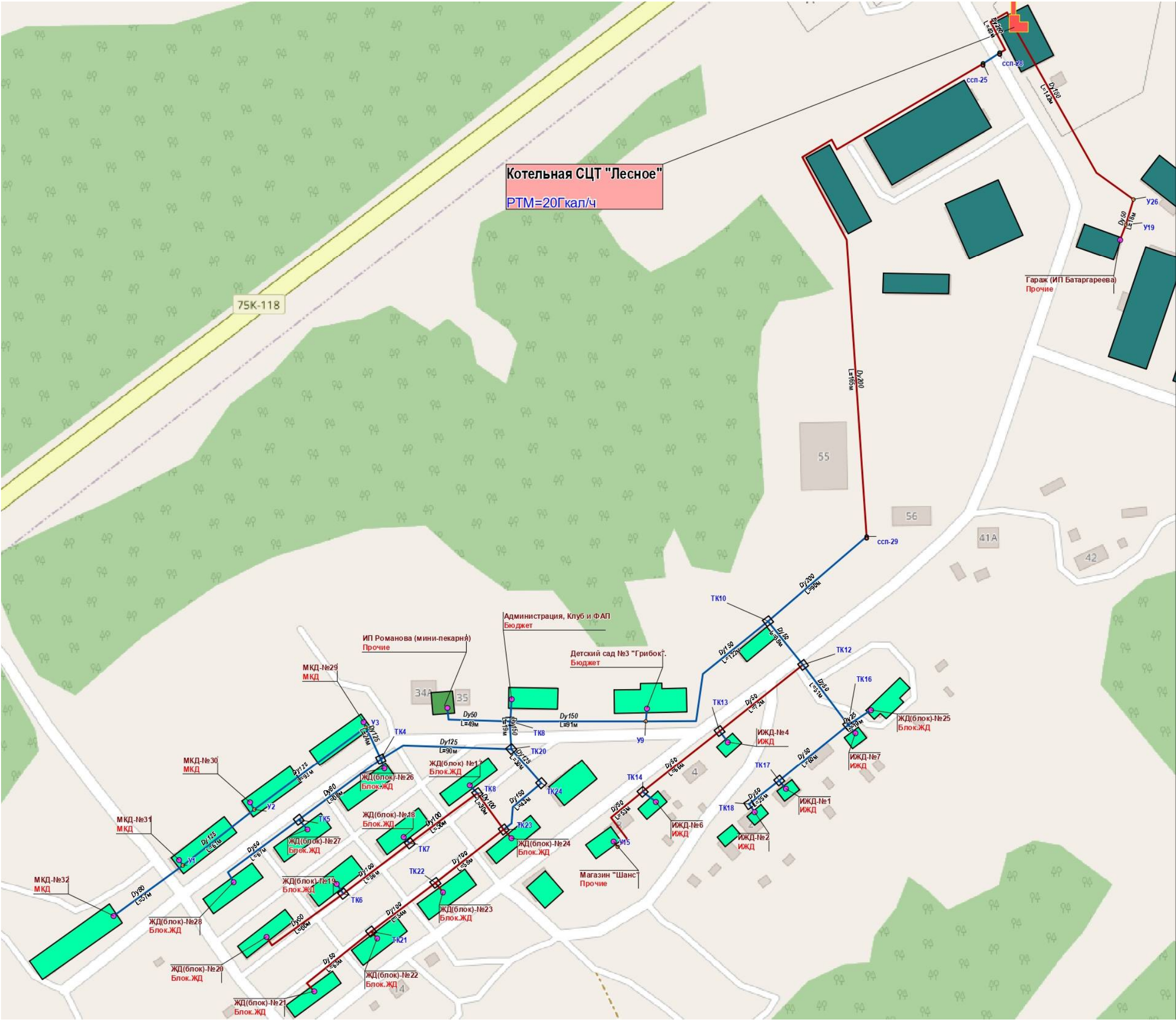


Рисунок 6 Схема сетей теплоснабжения СЦТ «Лесное».

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.

К основным параметрам тепловых сетей относятся: длина, диаметр трубопровода, вид прокладки тепловой сети, материал теплоизоляции, год ввода в эксплуатацию, подключенная нагрузка, материальная характеристика тепловой сети.

Перечень участков сетей теплоснабжения с указанием основных параметров *(включая тип изоляции, тип прокладки, материальную характеристику и тепловую нагрузку потребителей)* совмещён с результатами поверочного гидравлического расчёта и приведён в таблице 56 главы 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

Основные характеристики и параметры сетей теплоснабжения по состоянию на 2025г. сведены в таблицу 19.

Материальная характеристика тепловой сети, приведённая в таблице 19, определена по формуле:

$$M_{тс} = 2,03 \cdot \sum D_{н} \cdot L, м \quad (1.3.1)$$

где $D_{н}$ – наружный диаметр трубы, м

L – длина участка сети, м

Протяжённость и материальная характеристика тепловых сетей в зависимости от диаметра труб и способа прокладки по состоянию на 2025г. представлены в таблице 20.

На основании анализа данных таблиц 19 и 20 и электронной модели (ЭМ) системы теплоснабжения Лесного СП можно сделать следующие выводы:

- доля сетей теплоснабжения с надземной прокладкой составляет 44% от общей протяжённости сетей теплоснабжения (см. рис. 7);
- доля сетей теплоснабжения в изоляции из минваты составляет 100% от общей протяжённости сетей теплоснабжения;
- средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации сетей теплоснабжения составляет 12,7 лет.

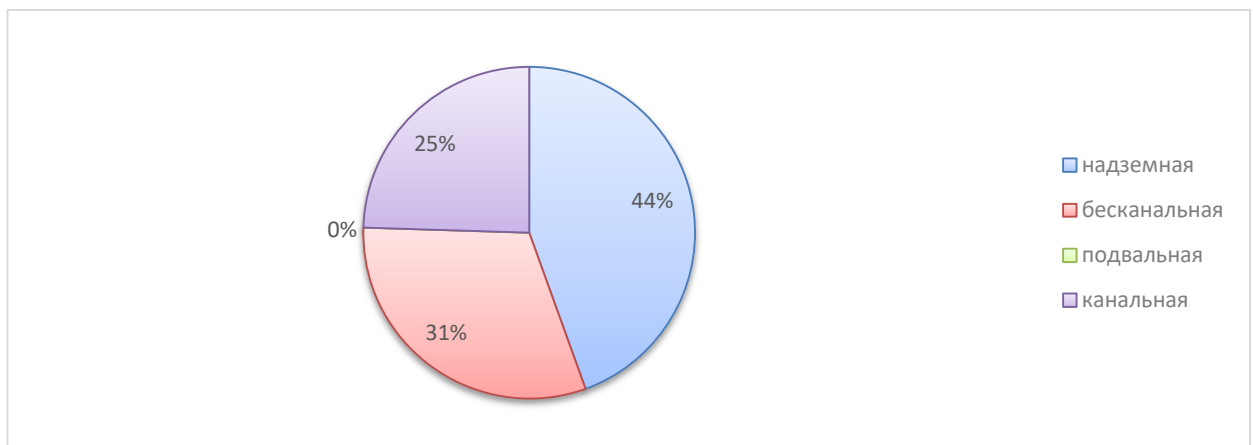


Рисунок 7 Структура теплосетей в зависимости от способа прокладки.

Таблица 20 Протяжённость и материальная характеристика тепловых сетей в зависимости от диаметра труб и способа прокладки.

№пп	Вид прокладки тепловых сетей	Ду25	Ду40	Ду50	Ду70	Ду80	Ду100	Ду125	Ду150	Ду200
Протяжённость сетей теплоснабжения в однострубно́м исчислении, м										
1.1	Подземная канальная прокладка	0	0	499	0	137	0	241	0	207
1.2	Подземная бесканальная прокладка	121	0	211	0	134	0	356	549	0
1.3	Надземная прокладка	0	0	748	0	0	508	0	285	428
1.4	Подвальная прокладка	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ВСЕГО по СЦТ "Лесное"		121	0	1458	0	270	508	597	833	634
Протяжённость сетей ГВС в однострубно́м исчислении, м										
1.5	Подземная канальная прокладка	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.6	Подземная бесканальная прокладка	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.7	Надземная прокладка	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.8	Подвальная прокладка	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ВСЕГО по СЦТ "Лесное"		—	—	—	—	—	—	—	—	—
Материальная характеристика сетей теплоснабжения, м										
№пп	Наименование системы теплоснабжения	Ду25	Ду40	Ду50	Ду70	Ду80	Ду100	Ду125	Ду150	Ду200
2.1	Подземная канальная прокладка	0	0	28	0	12	0	32	0	45
2.2	Подземная бесканальная прокладка	4	0	12	0	12	0	47	87	0
2.3	Надземная прокладка	0	0	43	0	0	55	0	45	94
2.4	Подвальная прокладка	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ВСЕГО по СЦТ "Лесное"		4	0	83	0	24	55	79	132	139
Материальная характеристика сетей ГВС, м										
2.5	Подземная канальная прокладка	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2.6	Подземная бесканальная прокладка	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2.7	Надземная прокладка	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2.8	Подвальная прокладка	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ВСЕГО по СЦТ "Лесное"		—	—	—	—	—	—	—	—	—

1.3.4. Описание технологических схем тепловых пунктов с указанием количества и средней тепловой мощности тепловых пунктов.

Центральных тепловых пунктов (ЦТП) в составе СЦТ «Лесное» нет.

1.3.5. Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления.

Централизованное ГВС в п. Совхозный осуществляется только в отопительный период путём разбора теплоносителя из отопительной сети - открытая система. Численность населения, которое получает услуги ГВС составляет 490 человек, это составляет 95% от общей численности населения Лесного СП.

Доля потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления составляет 100% от общего количества потребителей, получающих услугу централизованного ГВС.

1.3.6. Типы и оборудование повысительных насосных станций.

В составе сетей теплоснабжения СЦТ «Лесное» повысительные насосные станции (ПНС) отсутствуют. Необходимый гидравлический режим работы системы задаётся посредством сетевых и подпиточных насосов, установленных в котельных.

1.3.7. Описание изменений, произошедших за ретроспективный период, в части строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.

В период с 2017 по 2018гг были произведены работы по частичной замене тепловых сетей:

- в 2017 г. участок теплосети с 17 дома по 20 дом протяжённостью 265 метров в двухтрубном исчислении;
- в 2018 г. участок теплосети с 21 дома по 24 дом протяжённостью 245 метров в двухтрубном исчислении.

За период с 2019 по 2022гг по СЦТ «Лесное» изменений, в части строительства и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них не было. В период с 2019 по 2022гг часть потребителей в коммунально-промышленном районе перешли на автономное теплоснабжение, в связи с чем из эксплуатации выведены участки теплосетей протяжённостью порядка 150 метров в двухтрубном исчислении.

В 2023г. произведена плановая замена участка тепловой сети протяжённостью 25м Ду125 от ТК4 до дома №29.

В 2024г. замена участков тепловых сетей не осуществлялась.

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

Запорная арматура в тепловых сетях предусматривается для отключения трубопроводов, ответвлений и перемычек между трубопроводами, секционирования магистральных распределительных тепловых сетей на время ремонта и промывки тепловых сетей и т. п.

Установка запорной арматуры предусматривается на всех выводах тепловых сетей от источников теплоты независимо от параметров теплоносителя и диаметров трубопроводов. При

этом не допускается дублирования арматуры внутри и вне здания.

Данные о типах и количестве секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях, описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов, не предоставлены.

1.3.9. Краткие сведения о паровых сетях.

Котельная СЦТ «Лесное» водогрейная. Паровые котлы выведены из эксплуатации. Паровые сети в составе СЦТ Лесного СП отсутствуют.

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

Доля сетей теплоснабжения с надземной прокладкой составляет около 44% от общей протяжённости сетей теплоснабжения.

Общее количество тепловых камер составляет 17 шт. Подземные тепловые камеры (павильоны) капитальные, выполнены из железобетонных блоков кирпича и шлакоблока.

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

СЦТ «Лесное» проектировалась на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Качественное регулирование предполагает изменение температуры теплоносителя без изменения расхода. Системы теплоснабжения зданий п. Совхозный изначально проектировались на температурный график 90-70°C.

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов котельной СЦТ «Лесное» (центральное регулирование) осуществляется по качественному методу регулирования по скорректированному температурному графику «80-60°C со срезкой на 60°C для обеспечения нужд ГВС по открытой схеме.

Температурный график по котельной СЦТ «Лесное» представлен на рис. 5

1.3.12. 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.

1.3.13. Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей.

Гидравлический режим тепловой сети — это режим, определяющий давления в теплопроводах при движении теплоносителя (гидродинамический режим) и при неподвижной воде (гидростатический режим).

Транспортировка теплоносителя и создание необходимых гидравлических режимов на территориях с равнинным рельефом местности, как правило, обеспечивается насосным оборудованием источника тепловой энергии.

При расчёте гидравлического режима тепловой сети решаются следующие задачи:

- определение диаметров трубопроводов;
- определение падения давления-напора;
- определение действующих напоров в различных точках сети;
- определение допустимых давлений в трубопроводах при различных режимах работы и состояниях теплосети.

При проведении гидравлических расчетов используются схемы и геодезический профиль теплотрассы, с указанием размещения источников теплоснабжения, потребителей теплоты и расчетных нагрузок.

При проектировании и в эксплуатационной практике для учета взаимного влияния геодезического профиля района, высоты абонентских систем, действующих напоров в тепловой сети пользуются пьезометрическими графиками. По ним нетрудно определить напор (давление) и располагаемое давление в любой точке сети и в абонентской системе для динамического и статического состояния системы.

Давление (напор) в любой точке обратной магистрали не должно быть выше допускаемого рабочего давления в местных системах – $6...7 \text{ кг/см}^2$.

Давление в обратном трубопроводе должно обеспечить залив водой верхних линий и приборов местных систем отопления.

Давление в любой точке системы во избежание образования вакуума (подсоса воздуха) не должно быть ниже $0,1...0,15 \text{ МПа}$ (10-15 м вод. ст.).

Для предупреждения кавитации, давление на всасывающей стороне сетевого насоса не должно быть ниже $0,05 \text{ МПа}$ (5 м вод. ст.).

Давление в любой точке подающего трубопровода должно быть выше давления вскипания при максимальной температуре теплоносителя.

Располагаемый напор в конечной точке сети должен быть равен или больше расчетной потери напора на абонентском вводе при расчетном пропуске теплоносителя.

Гидравлическая балансировка тепловых сетей СЦТ «Лесное» за последние 5 лет не осуществлялась. Распределение (дресселирование) потоков теплоносителя на теплосетях практически выполняется с использованием задвижек.

Карты эксплуатационных гидравлических режимов тепловых сетей, утвержденные руководителями ТСО не предоставлены. Давление теплоносителя на «подаче» и в «обратке» по котельной СЦТ «Лесное» представлен в таблице 14.

Основным инструментом анализа гидравлического режима тепловой сети является пьезометрический график. Пьезометрические графики строятся по результатам гидравлического расчёта.

Результаты поверочного гидравлического расчёта сетей теплоснабжения приведены в Главе 3 («Электронная модель системы теплоснабжения»).

Анализ гидравлических режимов подробно рассмотрен в Главе 3 («Электронная модель системы теплоснабжения»).

Пьезометрические графики, построенные по результатам поверочного гидравлического расчёта сетей теплоснабжения СЦТ «Лесное» представлены на рисунках 8 и 9.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

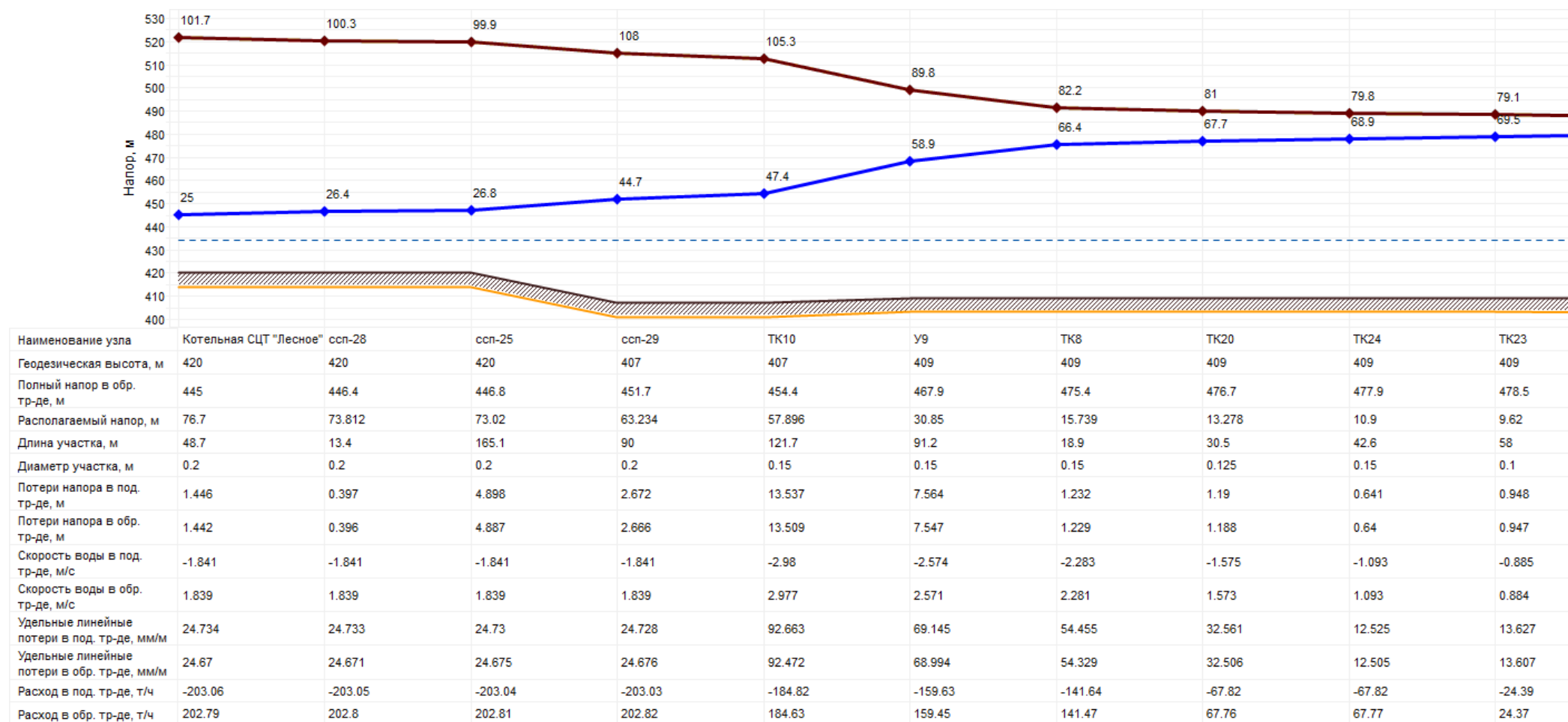


Рисунок 8 Пьезометрический график №1.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

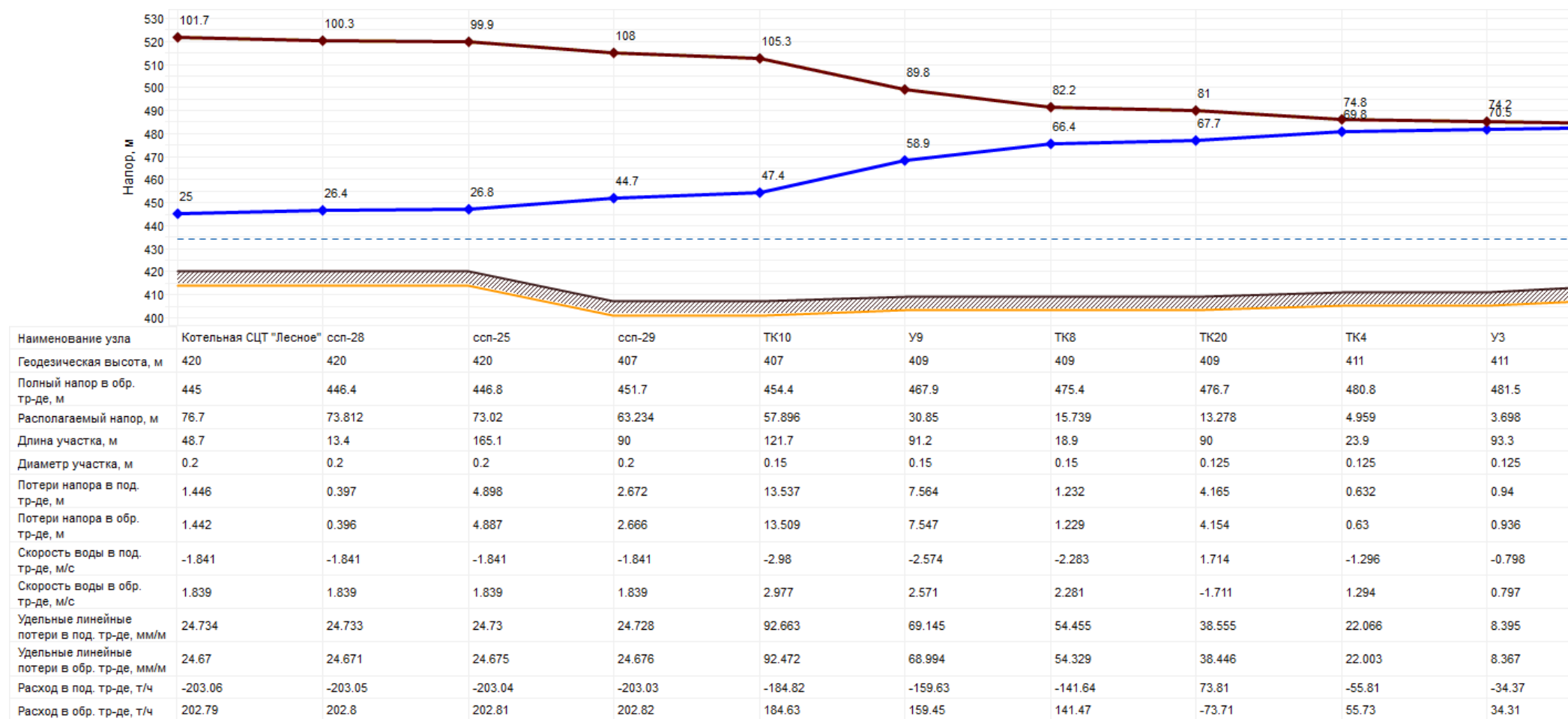


Рисунок 9 Пьезометрический график №2.

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

На основе отчётных данных, публикуемых ТСО на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ruv> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов (аварийные ситуации) на тепловых сетях за период работы с 2020-2024гг. не зафиксировано.

На основании данных, предоставленных МУП «ТеплоЭнерго», отказов (аварийных ситуаций) на тепловых сетях по итогам работы в 2020-2024гг. не было.

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

На основе отчётных данных, публикуемых ТСО на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ruv> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов (аварийные ситуации) на тепловых сетях за период работы с 2020-2024гг. не зафиксировано.

На основании данных, предоставленных МУП «ТеплоЭнерго», отказов (аварийных ситуаций) на тепловых сетях по итогам работы в 2020-2024гг. не было.

Динамика изменения отказов и восстановлений в магистральных и распределительных тепловых сетях в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго» представлена в таблицах 21 и 22, соответственно.

Таблица 21 Динамика изменения отказов и восстановлений магистральных тепловых сетей в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго».

Год	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2020	0	—	0	—
2021	0	—	0	—
2022	0	—	0	—
2023	0	—	0	—
2024	0	—	0	—

Таблица 22 Динамика изменения отказов и восстановлений распределительных тепловых сетей в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго».

Год	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период, 1/км/год	Среднее время восстановления теплоснабжения, час	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в период испытаний, 1/км/год	Средний недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отказ
2020	0	—	0	—
2021	0	—	0	—
2022	0	—	0	—
2023	0	—	0	—
2024	0	—	0	—

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

К процедурам диагностики тепловых сетей, используемых относятся:

- испытания трубопроводов на плотность и прочность;
- замеры показаний индикаторов скорости коррозии, устанавливаемых в наиболее характерных точках.
- замеры потенциалов трубопровода, для выявления мест наличия электрохимической коррозии.
- диагностика металлов.

На основании результатов диагностики, анализа статистики повреждений, срока службы и результатов гидравлических испытаний трубопроводов выбираются участки тепловой сети, требующие замены, после чего принимается решение о включении участков тепловых сетей в планы капитальных ремонтов.

Капитальный ремонт включает в себя полную замену трубопровода и частичную замену строительных конструкций. Планирование капитальных ремонтов производится по критериям:

- количества дефектов на участке трубопровода в отопительный период и межотопительный, в результате гидравлических испытаний тепловой сети на плотность и прочность;
- результатов диагностики тепловых сетей;
- объема последствий в результате вынужденного отключения участка;
- срок эксплуатации трубопровода.

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

Эксплуатационные испытания:

Гидравлические испытания на плотность и механическую прочность – проводятся ежегодно после отопительного сезона и после проведения ремонтов. Испытания проводятся согласно требованиям ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. По результатам испытаний выявляются дефектные участки, не выдержавшие испытания пробным давлением, формируется график ремонтных работ по устранению дефектов. Перед выполнением ремонта производится дефектация поврежденного участка с вырезкой образцов для анализа состояния трубопроводов и характера повреждения. По результатам дефектации определяется объем ремонта.

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

Испытания водяных тепловых сетей на гидравлические потери – проводятся с

периодичностью 1 раз в 5 лет с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери (РД 34.20.519-97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные гидравлические характеристики. На основании результатов испытаний производится корректировка гидравлических режимов работы тепловых сетей и систем теплоснабжения.

Испытания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях – проводятся 1 раз в 5 лет с целью определения фактических эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию. Испытания проводятся в соответствии с ПТЭ электрических станций и сетей РФ и Методическими указаниями по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях (РД 34.09.255-97). Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные среднегодовые тепловые потери через тепловую изоляцию. На основании результатов испытаний формируется перечень мероприятий и график их выполнения по приведению тепловых потерь к нормативному значению, связанных с восстановлением и реконструкцией тепловой изоляции на участках с повышенными тепловыми потерями, заменой трубопроводов с изоляцией заводского изготовления, имеющей наименьший коэффициент теплопроводности, монтажу систем попутного дренажа на участках, подверженных затоплению и т.д.

Регламентные работы:

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

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

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

- наружный осмотр - ежегодно;
- гидравлические испытания – ежегодно, а также перед пуском в эксплуатацию после

монтажа или ремонта, связанного со сваркой;

- техническое диагностирование - по истечении назначенного срока службы (визуальный и измерительный контроль, ультразвуковой контроль, ультразвуковая толщинометрия, механические испытания).

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

По данным ТСО:

- Испытания сетей на прочность и плотность проводятся в соответствии с требованиями [17]. Гидравлические испытания тепловых сетей проводятся ежегодно по окончании отопительного сезона и перед его началом.
- Испытания тепловых сетей на потери тепловой энергии и гидравлические потери не проводились.

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

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

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

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

Ремонт оборудования тепловых сетей производится в соответствии с требованиями Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей (СО 34.04.181-2003).

Работы по текущему ремонту проводятся ежегодно по окончании отопительного сезона, график проведения работ уточняется на основании результатов проведения гидравлических испытаний на плотность и прочность.

Капитальный ремонт проводится в соответствии с утвержденным годовым графиком ремонта. Мероприятия по капитальному ремонту планируются исходя из фактического состояния сетей, на основании анализа технического состояния оборудования по актам осмотра трубопроводов в шурфе (контрольные шурфы), аварийных актов и т.п. Учитывая техническое состояние оборудования тепловых сетей, работы по капитальному ремонту планируются ежегодно.

По данным теплоснабжающих организаций (ТСО):

- Испытания сетей на прочность и плотность проводятся в соответствии с требованиями [17]. Гидравлические испытания тепловых сетей проводятся ежегодно по окончании отопительного сезона и перед его началом.

- Испытания тепловых сетей на потери тепловой энергии и гидравлические потери не проводились.

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

Расчет и обоснование нормативов технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях производится в соответствии с Приказом №325 от 30.12.2008 г. «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии» [26].

Цель нормирования потерь тепловой энергии - снижение или поддержание потерь на обоснованном уровне. Расчёт нормирования потерь тепловой энергии, являясь составной частью стратегической задачи по рациональному использованию природных ресурсов, строго регламентировано и носит обязательный характер.

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относятся потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования и техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, а именно:

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

В нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии не включаются потери и затраты на источниках теплоснабжения и в энергопринимающих установках потребителей тепловой энергии, включая принадлежащие последним трубопроводы тепловых сетей и тепловые пункты.

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя (теплоноситель – вода) относятся:

- затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;
- технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей;
- технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;
- технически обоснованные затраты теплоносителя на плановые эксплуатационные испытания тепловых сетей и другие регламентные работы.

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 теплопроводов и оборудование тепловых сетей.

Нормирование эксплуатационных часовых тепловых потерь через изоляционные конструкции на расчетный период проводится, исходя из значений часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях функционирования тепловых сетей.

Нормативные технологические затраты электрической энергии определяются для следующего насосного и другого оборудования, находящегося в ведении организации, осуществляющей передачу тепловой энергии:

- подкачивающие насосы на подающих и обратных трубопроводах тепловых сетей;
- подмешивающие насосы в тепловых сетях;
- дренажные насосы;
- насосы зарядки-разрядки баков-аккумуляторов, находящихся в тепловых сетях;
- циркуляционные насосы отопления и горячего водоснабжения, а также насосы подпитки II контура отопления в центральных тепловых пунктах;
- электропривод запорно-регулирующей арматуры;
- другое электротехническое оборудование в составе теплосетевых объектов, предназначенное для передачи тепловой энергии.

Утверждённые нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям на 2019г. представлены в таблице 23. Аналогичные сведения на 2020-2025гг не предоставлены.

В таблице 19 приведены результаты расчёта нормативных потерь тепловой мощности в тепловых сетях, при расчётной температуре наружного воздуха, выполненного в ПРК "Zulu-8".

Таблица 23 Утверждённые нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям.

№пп	Наименование системы теплоснабжения	Наименование ТСО	Период действия	Потери тепловой энергии, Гкал	Потери теплоносителя, м.куб.	Примечание
1	СЦТ «Лесное»	МУП "ТеплоЭнерго"	2019	1335,25	1139,53	Утверждены Постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 27.11.2018г. №76/2.

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

Испытания тепловых сетей на потери тепловой энергии за период с 2020г. по 2024г. не проводились.

Уровень фактических теплопотерь в тепловых сетях может быть определён как разность между объёмом тепловой энергией, отпускаемой в тепловые сети по прибору учёта и фактическим объёмом тепловой энергии, реализованной потребителям *(при условии, что все потребители оснащены приборами учёта тепловой энергии)*.

На основании ПФХД по итогам работы ТСО (см. п. 2.9 в томе 3) доля тепловой энергии, реализованной потребителям по приборам учёта, составило:

- по итогам работы в 2020г. - порядка 20,9%;
- по итогам работы в 2021г. - порядка 21,6%;
- по итогам работы в 2022г. - порядка 34,0%;
- по итогам работы в 2023г. - порядка 18,7%;
- по итогам работы в 2024г. - порядка 21,1%;

Приборный учет тепловой энергии, отпущенной в тепловые сети, отсутствует. Весь отпуск тепла является расчетной величиной. Оценить фактические потери тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии не представляется возможным.

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

Предписания, выданные контрольно-надзорными органами, запрещающие дальнейшую эксплуатацию тепловых сетей СЦТ «Лесное» не предоставлены.

1.3.21. Эксплуатационные показатели тепловых сетей и сооружений на них.

К эксплуатационным показателям тепловых сетей и сооружений на них относятся динамика изменения нормативных и фактических потерь тепловой энергии тепловых сетей, динамика изменения отказов и восстановлений тепловых сетей.

Динамика изменения эксплуатационных показателей тепловых сетей и сооружений на них по СЦТ «Лесное» представлена в таблице 24.

Динамика изменения эксплуатационных показателей тепловых сетей и сооружений на них в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго» и в целом по СЦТ Лесного СП соответствует данным, приведённым в таблице 24.

Таблица 24 Динамика изменения эксплуатационных показателей тепловых сетей и сооружений на них по СЦТ «Лесное».

№пп	Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
1	Потери тепловой энергии	Гкал	3637	3523	3222	3424	3318
		% к отпуску в сеть	41,6	39,8	40,8	42,6	41,4
2	Нормативные потери тепловой энергии	Гкал	1335,3	1335,3	1335,3	1335,3	1335,3
3	Удельный расход сетевой воды на передачу тепловой энергии	т/ Гкал	1,27	2,05	нет данных	нет данных	нет данных
4	Удельный расход электроэнергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	106,63	90,65	96,03	96,01	96,41
6	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество отказов в тепловых сетях в отопительный период	1/км/год	0	0	0	0	0
7	Среднее время восстановления теплоснабжения	час	0	0	0	0	0
8	Средний недоотпуск тепловой энергии	Гкал/отказ	0	0	0	0	0

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

Присоединение потребителей к тепловым сетям СЦТ «Лесное» выполнено с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением системы отопления (см. схему 4 на рис. 10).

Номер схемы	Описание схемы	Схема
4	Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением системы отопления	

Рисунок 10 Схемы присоединения потребителей.

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

Сведения об оснащённости потребителей приборами коммерческого учёта тепловой энергии (УУТЭ) по состоянию на 2025 год отражены в таблице 25. Общедомовые УУТЭ установлены только в двух МКД: дома №32 и №26.

На основании ПФХД по итогам работы ТСО (см. п. 2.9 в томе 3) доля тепловой энергии, реализованной потребителям по приборам учёта в 2024г составило всего около 21%.

В соответствии с п.5 статьи 13 Федерального закона РФ №261 от 23.11.2009г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» все МКД должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) УУТЭ.

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

В МУП «ТеплоЭнерго» имеются инженерно-технические работники (ИТР) и оперативно-ремонтный персонал, которые контролирует техническое состояние сетей теплоснабжения.

Система автоматизированного мониторинга технического состояния тепловых сетей отсутствует. Наличие прорывов в сетях определяется по показаниям манометров, установленных на трубопроводах, объёму подпитки и визуально при осмотре видимых участков тепловых сетей, а также по косвенным признакам (наличие воды, проталин) при осмотре трасс с подземной прокладкой теплопроводов.

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

ЦТП в составе СЦТ Лесного СП не предусмотрены.

Таблица 25 Сведения об оснащённости потребителей приборами коммерческого учёта тепловой энергии в Лесном СП.

Юридические лица (ИП, бюджетные учреждения и прочие организаций) получающие услугу теплоснабжения			Многоквартирные дома получающие услуги централизованного теплоснабжения			Малозэтажные дома блокированной застройки, подключенные к системе централизованного теплоснабжения.			Индивидуальные жилые дома и одноэтажные дома блокированной застройки, получающие услуги централизованного теплоснабжения		
общее количество объектов	количество объектов, получающих услугу теплоснабжения по приборам учёта	доля оснащения приборами учёта	общее количество МКД	общее количество МКД, получающих услугу теплоснабжения по общедомовым приборам	доля оснащения МКД общедомовыми приборами учёта	общее количество домовладений	количество домовладений, получающих услугу теплоснабжения по приборам учёта	доля оснащения приборами учёта	общее количество домовладений	количество домовладений, получающих услугу теплоснабжения по приборам учёта	доля оснащения приборами учёта
шт	шт	%	шт	шт	%	шт	шт	%	шт	шт	%
7	1	14,3	4	1	25,0	11	1	9,1	6	0	0

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

В соответствии со СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», в каждом элементе единой системы теплоснабжения (на источнике тепла, в тепловых сетях, в системах теплопотребления) должны быть предусмотрены средства защиты от недопустимых изменений давлений сетевой воды. Эти средства в первую очередь должны обеспечивать поддержание допустимого давления в аварийных режимах, вызванных отказом оборудования данного элемента, а также защиту собственного оборудования при аварийных внешних воздействиях.

Средства защиты тепловых сетей от превышения давления представляют собой предохранительные клапаны, установленные в котельных.

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

На основании данных, предоставленных администрацией Лесного СП (см. приложение 1) бесхозных сетей теплоснабжения на территории Лесного СП по состоянию на 2025г. не выявлено.

Согласно статьи 15 пункта 6 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» в случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

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

Энергетические характеристики для тепловых сетей не разрабатывались.

Часть 1.4. Зоны действия источников тепловой энергии.

В соответствии с п. 2 Требований к схемам теплоснабжения (см. [1]): Зоной действия источника тепловой энергии является территория поселения, округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

В соответствии с п. 25 Методический указаний по разработке схем теплоснабжения (см. [2]): Границы зон действия источников тепловой энергии должны устанавливаться по конечным потребителям, подключенным к тепловым сетям источника тепловой энергии.

По состоянию на май 2025г.:

- На территории Лесного СП функционирует только одна СЦТ - СЦТ «Лесное».
- Общее количество объектов (зданий), подключенных к СЦТ, составляет 26 ед.
- В составе СЦТ «Лесное» действует только одна котельная.
- СЦТ «Лесное» действует в границах только одного населённого пункта (п. Совхозный).

Общие сведения по СЦТ Лесного СП приведены в таблице 5.

Зона действия СЦТ «Лесное» и расположение котельной приведены на рис. 3. Параметры зоны централизованного теплоснабжения приведены в таблице 26.

Зоны действия децентрализованного теплоснабжения в Лесном СП сформированы в районах с индивидуальной малоэтажной жилой застройкой и малоэтажной блокированной жилой застройкой («таунхасы»). Отдельные организации эксплуатируют собственные автономные котельные и сети для теплоснабжения собственных объектов (системы децентрализованного теплоснабжения). Теплоснабжение в зонах действия децентрализованного теплоснабжения осуществляется либо от индивидуальных газовых котлов, или используется печное и/или электрическое отопление. Техническую эксплуатацию систем децентрализованного теплоснабжения осуществляет техническая служба собственника.

По состоянию на 2025г. в п. Совхозный полностью газифицирован. Газификация посёлка была осуществлена в 2005-2006 гг.

Таблица 26 Параметры зон централизованного теплоснабжения.

№пп	Наименование системы теплоснабжения	Наименование РЭТД (населённый пункт, район, микрорайон, кадастровый квартал и т.д. в котором расположена (действует) система теплоснабжения) - зона действия СЦТ.	Присоединённая тепловая нагрузка	Количество объектов (зданий), получающих услуги централизованного теплоснабжения (отопление)	Площадь зоны действия источника тепловой мощности	Плотность тепловых нагрузок
			Гкал/ч	шт	га	Гкал/ч/га
1	СЦТ "Лесное"	п. Совхозный	1,757	26	6,8	0,258

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

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

Перечень потребителей – категория «организации», подключенных к СЦТ «Лесное» с указанием договорных объемов потребления тепловой энергии представлен в приложении 2.

Перечень потребителей – категория «население», подключенных к СЦТ «Лесное» с указанием договорных объемов потребления тепловой энергии представлен в приложении 3.

Перечень потребителей, подключенных к СЦТ «Лесное» с указанием расчетных (договорных) тепловых нагрузок совмещён с результатами поверочного гидравлического расчёта и приведён в таблице 54 Главы 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

Суммарные расчетные тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии по каждой СЦТ по видам потребления и по категориям потребителей по состоянию на 2020г., 2021г., 2022г., 2023г. и 2024г. совмещены с балансом тепловых мощностей и приведены в таблице 28.

Спрос на тепловую мощность на 2023г. в расчетных элементах территориального деления (РЭТД) представлен в таблице 27 (*прим.: источник данных - расчетная таблица 28*). В качестве РЭТД в данной работе используется зона действия СЦТ.

На рисунках 11 и 12 приведены диаграммы, построенные на основании данных таблицы 28 и отражающие структуру тепловых нагрузок потребителей в зависимости от категории потребителей и вида потребления, соответственно.

Таблица 27 Спрос на тепловую мощность в РЭТД.

№пп	Показатели → Наименование СЦТ ↓	Наименование РЭТД (населённый пункт, район, микрорайон, кадастровый квартал и т.д. в котором расположена (действует) система теплоснабжения) - зона действия СЦТ.	Присоединенная (расчётная) тепловая нагрузка, Гкал/час		
			всего	отопление и вентиляция	ГВС (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл)
1	СЦТ "Лесное"	п. Совхозный	1,757	1,664	0,092

Выводы:

- Основными потребителями тепловой энергии, вырабатываемой на котельной СЦТ «Лесное», являются объекты жилищного фонда (около 89%).
- 95% всей тепловой нагрузки потребителей, подключенных к СЦТ «Лесное», составляет нагрузка на отопление и вентиляцию.

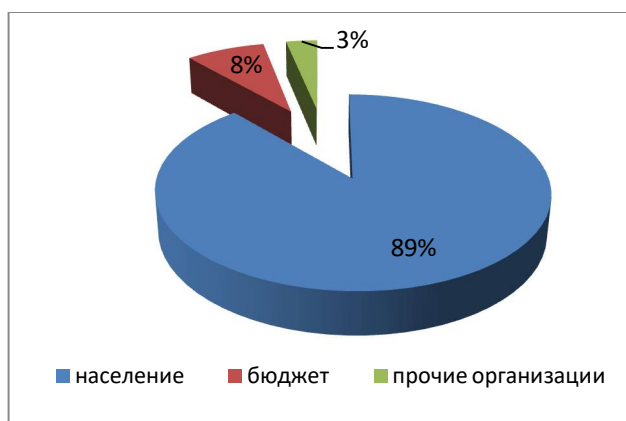


Рисунок 11 Структура тепловых нагрузок в зависимости от категории потребителей.



Рисунок 12 Структура тепловых нагрузок в зависимости от вида потребления.

Таблица 28 Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в ретроспективный период.

Порядковый номер источника	Показатели → Наименование СЦТ ↓	ГОД	УТМ	Ограничения УТМ	РТМ*	Собственные и хозяйственные нужды котельной	РТМ на коллекторах котельной (мощность "нетто")	Потери тепловой мощности в тепловых сетях		РТМ на стороне потребителя	Присоединенная (расчётная) тепловая нагрузка					Расчетная тепловая нагрузка на коллекторе источника тепловой энергии	Резервы (+)/ дефициты (-) тепловой мощности по расчётной (договорной) нагрузке	Резервы (+)/ дефициты (-) тепловой мощности по фактической нагрузке	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе из работы самого мощного котла	
								Нормативные потери	Фактические потери		ВСЕГО	по видам потребления		по категориям потребителей						
												отопление и вентиляция	ГВС (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл)	население	бюджет					прочие организации
	Ед. изм.	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	
Формула для расчёта	—	—	п1-п2	—	п3-п4	—	—	п5-п6	$\frac{п8.1+п8.2}{п.8.3+п.8.4+п.8.5}$	—	—	—	—	—	—	п8+п6	п7-п8	—	—	
Номер столбца	1	2	3	4	5	6.1	6.2	7	8	8.1	8.2	8.3	8.4	8.5	9	10	11	12		
1	СЦТ "Лесное"	2020	21,95	1,95	20,00	0,07	19,93	0,249	0,680	19,250	2,116	2,016	0,10	1,800	0,136	0,180	2,796	17,134	17,134	9,930
		2021	21,95	1,95	20,00	0,07	19,93	0,249	0,658	19,272	1,757	1,664	0,092	1,564	0,136	0,057	2,415	17,515	17,515	9,930
		2022	21,95	1,95	20,00	0,07	19,93	0,249	0,602	19,328	1,757	1,664	0,092	1,564	0,136	0,057	2,359	17,571	17,571	9,930
		2023	21,95	1,95	20,00	0,07	19,93	0,249	0,602	19,328	1,757	1,664	0,092	1,564	0,136	0,057	2,359	17,571	17,571	9,930
		2024	21,95	1,95	20,00	0,07	19,93	0,249	0,602	19,328	1,757	1,664	0,092	1,564	0,136	0,057	2,359	17,571	17,571	9,930

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

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в ретроспективный период приведены в таблице 28.

Для удобства восприятия и анализа значения УТМ, расчетных тепловых нагрузок источников тепловой энергии и расчётных (договорных) тепловых нагрузок потребителей в ретроспективный период (2020-2024гг.) выделены в таблицу 29 (прим.: источник данных - расчётная таблица 28).

Таблица 29 Значения УТМ, расчетных тепловых нагрузок источников тепловой энергии и расчётных (договорных) тепловых нагрузок потребителей в ретроспективный период (прим.: ист. данных - таблица 28).

№пп	Показатели → Наименование СЦТ ↓ Ед. изм.	ГОД	УТМ ГКал/час	Присоединенная (расчётная) тепловая нагрузка						Расчетная тепловая нагрузка на коллекторе источника тепловой энергии ГКал/час
				ВСЕГО ГКал/час	отопление и вентиляция ГКал/час	ГВС (средняя в сутки максимального водопотребления) ГКал/час	население ГКал/час	бюджет ГКал/час	прочие организации ГКал/час	
1	СЦТ "Лесное"	2020	21,95	2,116	2,016	0,100	1,800	0,136	0,180	2,796
		2021	21,95	1,757	1,664	0,092	1,564	0,136	0,057	2,415
		2022	21,95	1,757	1,664	0,092	1,564	0,136	0,057	2,359
		2023	21,95	1,757	1,664	0,092	1,564	0,136	0,057	2,359
		2024	21,95	1,757	1,664	0,092	1,564	0,136	0,057	2,359

1.5.3 Случаи (условия) применения для отопления жилых помещений в многоквартирных домах с централизованным теплоснабжением индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.

Поквартирное отопление значительно удешевляет жилищное строительство: отпадает необходимость в дорогостоящих теплосетях, тепловых пунктах, приборах учета тепловой энергии; становится возможным вести жилищное строительство в городских районах, не обеспеченных развитой инфраструктурой тепловых сетей, при условии надежного газоснабжения; снимается проблема окупаемости системы отопления, т.к. погашение стоимости происходит в момент покупки жилья.

Потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта, и сам определяет уровень собственного обеспечения теплом и горячей водой; снимается проблема перебоев в тепле и горячей воде по техническим, организационным и сезонным причинам.

В то же время автономные системы теплоснабжения имеют ряд трудно устранимых недостатков, к которым можно отнести:

- серьезное снижение надежности теплоснабжения;
- эксплуатация источников теплоснабжения персоналом не высокой квалификации, а иногда и жильцами (поквартирное отопление);
- не высокое качество теплоснабжения (в силу второго недостатка);
- повышенные уровни шума от основного и вспомогательного оборудования;

- зависимость от снабжения энергоресурсами: природным газом, электрической энергией и водой;
- отсутствие всякого рода резервирования энергетических ресурсов, любое отключение от систем водо-, электро- и газоснабжения приводит к аварийным ситуациям.

Серьёзная проблема для поквартирного отопления — это вентиляция и дымоудаление. При установке в существующих многоквартирных домах котлов с закрытой камерой сгорания, возможно задувание продуктов сгорания в соседние квартиры. Существующие системы вентиляции не соответствуют нормативам по установке индивидуальных котлов.

Таким образом, установка поквартирного отопления возможна зачастую во вновь строящихся МКД с предусмотренной проектом системой поквартирного отопления.

В соответствии с пунктом 15 статьи 14 Федерального закона РФ № 190-ФЗ «О теплоснабжении»: 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 Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов, **за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения.**

По данным администрации Лесного СП, случаев применения отопления жилых помещений в МКД с этажностью, более единицы расположенных в зонах действия СЦТ с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии не зафиксировано.

В схеме теплоснабжения Лесного СП, актуализированной ранее, не предусматривался переход на отопление жилых помещений в МКД с этажностью, более единицы расположенных в зонах действия СЦТ с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.

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

Средняя температура отопительного сезона, согласно СП 131.13330.2020 «Строительная климатология», составляет минус 6,1 °С. Продолжительность отопительного сезона составляет 223 сутки.

В таблице 30 приведены данные о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии по итогам работы СЦТ «Лесное» в 2020-2024гг.

Величина потребления тепловой энергии за год и за отопительный период совпадают, так как централизованная система ГВС в п. Совхозный функционирует только в отопительный период.

Таблица 30 Сведения о потреблении ТЭР, баланс тепловой энергии по СЦТ «Лесное» за 2020-2024гг.

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Потреблённое топливо (энергия) на выработку тепловой энергии							
1	Всего, в том числе:	т.у.т.	1442,6	1457,6	1302,0	1309,8	1337,2
1.1	природный газ (К=1,154)	тыс.м.куб.	1250,1	1263,1	1128,3	1135,0	1158,8
1.2	мазут (К=1,37)	тонн	—	—	—	—	—
1.3	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	10098,2	10203,0	9114,0	9168,5	9360,5

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024
Баланс тепловой энергии							
2	Выработано тепловой энергии	Гкал	8949	9042,3	8077,1	8211,0	8192,0
3	Собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии	Гкал	198	199,8	178,5	176,8	181,0
4	Собственные нужды предприятия (для производственных котельных)	Гкал	—	—	—	—	—
5	Получено тепловой энергии со стороны	Гкал	—	—	—	—	—
6	Отпущено в тепловые сети	Гкал	8751,6	8842,5	7898,6	8034,2	8011,0
7	Потери в тепловой сети	Гкал	3637,2	3522,6	3222,5	3423,9	3318,5
8	Отпущено потребителям по видам потребления, в том числе:	Гкал	5114,4	5319,9	4676,1	4610,3	4692,5
8.1	на нужды отопления и вентиляции	Гкал	4726,3	4932,0	4304,8	4295,6	4348,5
8.2	на нужды ГВС	Гкал	388,1	387,9	380,2	314,7	344,1
8.3	на технологию (напр.: сушка древесины, пекарня)	Гкал	—	—	—	—	—
9	Отпущено потребителям по категориям всего, в том числе:	Гкал	5114,4	5319,9	4676,1	4610,3	4692,5
9.1	население	Гкал	4548,2	4730,0	4186,2	4113,7	4199,4
9.2	бюджетная сфера	Гкал	362,4	422,8	351,7	349,9	345,7
9.3	прочие организации	Гкал	203,7	167,1	147,1	146,7	147,4
10	Отпущено ТЭ потребителям по категориям на нужды отопления и вентиляции, в том числе:	Гкал	4678,7	4932,0	4304,8	4295,6	4348,5
10.1	население	Гкал	4054,6	4352,4	3806,1	3799,0	3855,4
10.2	бюджетная сфера	Гкал	376,5	413,3	351,7	349,9	345,7
10.3	прочие организации	Гкал	247,7	166,3	147,1	146,7	147,4
11	Отпущено ТЭ потребителям по категориям на нужды ГВС, в том числе:	Гкал	388,1	387,9	380,2	314,7	344,1
11.1	население	Гкал	378,4	377,6	380,2	314,7	344,1
11.2	бюджетная сфера	Гкал	8,6	9,5	0,0	0,0	0,0
11.3	прочие организации	Гкал	1,1	0,8	0,0	0,0	0,0
Потреблённая вода							
12	Объём воды на подпитку сети теплоснабжения, в том числе ГВС из открытых систем теплоснабжения	тыс.м.куб.	14,64	18,2	нд	нд	нд
13	Объём воды, отпущенной потребителям на нужды ГВС из открытых систем теплоснабжения	тыс.м.куб.	8,1	7,3	7,84	6,58	6,30
14	Объём воды, отпущенной потребителям на нужды ГВС из закрытых систем теплоснабжения	тыс.м.куб.	—	—	—	—	—
Потреблённая электроэнергия							
15	Объём потреблённой электроэнергии	тыс.кВтч	545,36	482,2	449,0	442,6	452,4
Время работы							
16	Время работы системы отопления и вентиляции	суток	219	219	235	нд	218
17	Время работы системы ГВС	суток	219	219	235	нд	218

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

Нормативы потребления тепловой энергии утверждаются уполномоченными органами. При установлении нормативов могут применяться: метод аналогов, экспертный метод, расчетный метод. Решение о применении одного из методов либо их сочетании принимается уполномоченными органами.

Определение нормативов потребления тепла с применением метода аналогов и экспертного метода производится на основе выборочного наблюдения потребления коммунальных услуг в многоквартирных и жилых домах, имеющих аналогичные технические и строительные характеристики, степень благоустройства и заселенность. Они основываются на данных об объеме потребления с коллективных приборов учета.

Расчетный метод применяется, если результаты измерений коллективными (общедомовыми) приборами учета тепла в многоквартирных домах или жилых домах отсутствуют или их недостаточно для применения метода аналогов, а также, если отсутствуют данные измерений для применения экспертного метода.

При определении нормативов потребления тепла учитываются технологические потери и не учитываются расходы коммунальных ресурсов, возникшие в результате нарушения требований технической эксплуатации внутридомовых инженерных коммуникаций и оборудования, правил пользования жилыми помещениями и содержания общего имущества в многоквартирном доме.

Норматив теплопотребления показывает необходимое количество тепловой энергии, Гкал, затрачиваемой на отопление 1 м² площади помещения в зависимости от года постройки и этажности многоквартирного жилого дома. Норматив потребления горячего водоснабжения показывает объем потребления ГВС, м³, на одного человека в месяц в зависимости от условий потребления услуги ГВС и этажности здания.

Действующие на 2023г. нормативы потребления тепловой энергии для отопления и горячего водоснабжения на территории Катав-Ивановского МР утверждены Постановлением администрации Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области №229 от 24.02.2010г. исходя из продолжительности отопительного периода 7,5 месяцев и представлены в таблице 31.

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению, которые устанавливаются в Челябинской области, в том числе на территории Катав-Ивановского МР, с 01.01.2030г. на основании Постановления Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 28 декабря 2016 года N66/2 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению, применяемых на территории Челябинской области» (с изменениями на 28 декабря 2024 года) приведены в таблице 32 из расчета продолжительности отопительного периода семь месяцев.

Таблица 31 Действующие на 2025г. нормативы потребления тепловой энергии для отопления и горячего водоснабжения на территории Катав-Ивановского МР.

Наименование норматива	Единица измерения	Значение	Основание
Среднемесячный норматив потребления тепловой энергии на цели ГВС по норме 90 л горячей воды на человека.	Гкал на чел	0,168	Постановление Администрации Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области №229 от 24.02.2010г.
Среднемесячный норматив потребления тепловой энергии на цели ГВС по норме 105 л горячей воды на человека.	Гкал на чел	0,2	
Среднемесячный норматив потребления тепловой энергии на цели отопления	Гкал на 1 м2	0,0407	

Таблица 32 Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению на территории Катав-Ивановского МР с 01.01.2030г.

Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого (нежилого) помещения в месяц)			
Категория многоквартирного (жилого) дома	многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
Этажность	Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно		
1	0,05698	0,05698	0,05698
2	0,02838 <*>	0,02274 <*>	0,0656
3-4	0,03254 <*>	0,02967 <*>	0,02477 <*>
5-9	0,02691 <*>	0,02546 <*>	0,02802 <*>
10	0,02942	0,02942	0,02942
11	0,0313	0,0313	0,0313
12	0,02825 <*>	0,03095	0,03095
13	0,0313	0,0313	0,0313
14	0,03181	0,03181	0,03181
15	0,03224	0,03224	0,03224
16 и более	0,0331	0,0331	0,0331
Этажность	Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
1	0,02649	0,02649	0,02649
2	0,02229	0,02229	0,02229
3	0,02581	0,02581	0,02581
4-5	0,02178	0,02178	0,02178
6-7	0,01766	0,01766	0,01766
8	0,01681	0,01681	0,01681
9	0,01684	0,01684	0,01684
10	0,01463	0,02013 <*>	0,01463
11	0,01595	0,01595	0,01595
12 и более	0,01552	0,01552	0,01552

Примечание: Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению, применяемые на территории Челябинской области из расчета продолжительности отопительного периода - 7 месяцев.

1.5.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения.

Перечень потребителей, подключенных к СЦТ «Лесное» с указанием расчётных (договорных) тепловых нагрузок совмещён с результатами поверочного гидравлического расчёта и приведён в таблице 54 Главы 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

Суммарные расчётные (договорные) тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии по СЦТ «Лесное» по видам потребления и по категориям потребителей совмещены с балансом тепловых мощностей и приведены в таблице 28.

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

Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии выполнить не представляется возможным, так как отсутствуют проектные величины тепловых нагрузок на здания, подключенные к СЦТ.

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

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.

Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

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

Располагаемая мощность источника тепловой энергии (РТМ) — величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе.

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

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии в ретроспективный период приведены в таблице 28.

Для удобства восприятия и анализа значения УТМ, РТМ, тепловой мощности «нетто», резервов и дефицитов тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях, а также значения присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии за базовый год выделены в таблицу 33 (*прим.: источник данных - расчётная таблица 28*).

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

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

Из таблицы 33 видно, что дефицит тепловой мощности «нетто» на котельной СЦТ «Лесное» отсутствует. Рабочий котёл загружен не более чем на 10%.

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 к потребителю.

Гидравлический режим тепловой сети — это режим, определяющий давления в теплопроводах при движении теплоносителя (гидродинамический режим) и при неподвижной воде (гидростатический режим).

Таблица 33 Баланс тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии за базовый год (прим.: ист. данных - таблица 28).

№пп	Наименование системы теплоснабжения	УТМ	Ограничения УТМ	РТМ*	Собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии	РТМ на коллекторах котельной (мощность "netto")	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	РТМ на стороне потребителя	Присоединенная (расчётная) тепловая нагрузка	Расчетная тепловая нагрузка на коллекторе источника тепловой энергии	Резервы (+) / дефициты (-) тепловой мощности "netto"
		ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час	ГКал/час
1	СЦТ "Лесное"	21,95	1,95	20,00	0,070	19,930	0,602	19,33	1,76	2,359	17,57

Основным инструментом анализа гидравлического режима тепловой сети является пьезометрический график. Пьезометрические графики строятся по результатам гидравлического расчёта.

Результаты поверочного гидравлического расчёта, выполненного в ПРК «Zulu-8», представлены в части 3.12 Главы 3 «Электронная модель системы теплоснабжения».

Пьезометрические графики, построенные по результатам поверочного гидравлического расчёта сетей теплоснабжения СЦТ «Лесное» представлены на рисунках 8 и 9.

Основные выводы по анализу теплогидравлических режимов работы теплосетей приведены в части 3.12 главы 3.

1.6.4. Описание причин возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.

Дефицит тепловой мощности имеет двойственную природу. При отсутствии приборного учёта потребленного тепла его количество определяется по проектным данным, которые часто значительно завышены. После установки узлов учёта тепловой энергии (УУТЭ) у потребителей расчётный дефицит может снизиться до реального нуля.

Второе обстоятельство, которое может приводить к возникновению дефицита – это подключение новых потребителей, не обеспеченных мощностями на источнике теплоснабжения и большие потери в тепловых сетях.

Из таблицы 33 видно, что дефицит тепловой мощности «нетто» на котельной СЦТ «Лесное» отсутствует. Рабочий котёл загружен не более чем на 10%.

Установка УУТЭ и систем автоматического погодного регулирования тепловой нагрузки (САПР ТН) у потребителей может дать объективную картину по резервам мощности на котельных, и в дальнейшем, при реконструкции или строительстве новых котельных, избежать необоснованного завышения УТМ, а, следовательно, и избыточных финансовых затрат.

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.

Из таблицы 33 видно, что дефицит тепловой мощности «нетто» на котельной СЦТ «Лесное» отсутствует. Рабочий котёл загружен не более чем на 10%.

Расширение технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности «нетто» в зоны действия с дефицитом тепловой мощности не требуется, так как отсутствуют зоны с дефицитом тепловой мощности и на территории п. Совхозный действует одна СЦТ.

Часть 1.7. Балансы теплоносителя.

1.7.1. Структура балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, работающих на единую тепловую сеть.

Холодное водоснабжение котельной осуществляется из артезианской скважины расположенной на территории котельной. При авариях на собственной скважине водоснабжение осуществляется от системы централизованного водоснабжения. Предусмотрены два наружных, подогреваемых резервуара запаса водоподготовленной воды объемом по 200 м³ каждый.

Система водоподготовки – двухступенчатое натрий-катионирование и вакуумная деаэрация.

В соответствии с п. 6.16 в [14]: ВПУ на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воду соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов. Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения. Расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают расчетные технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с нормативной утечкой из тепловой сети и систем теплопотребления.

Среднегодовая утечка теплоносителя (м³/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения. Технологические потери теплоносителя включают количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплопотребления при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей, промывку, дезинфекцию, проведение регламентных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей. Для компенсации этих расчетных технологических потерь (затрат) сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования (свыше 0,25 % от объема теплосети), которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов.

Во избежание гидравлических ударов и лучшего удаления воздуха из трубопроводов максимальный часовой расход воды (G_M) при заполнении трубопроводов тепловой сети с условным диаметром (D_u) не должен превышать значений, приведенных в табл. 3 в [14]. При этом скорость заполнения тепловой сети должна быть увязана с производительностью источника подпитки и может быть нижеуказанных расходов.

В результате для закрытых систем теплоснабжения максимальный часовой расход подпиточной воды (G_3 , м³/ч) определяется по формуле:

$$G=0,0025 \cdot V_{тс}+G_M, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (1.7.1)$$

где $V_{тс}$ – объем воды в системе теплоснабжения, м³

G_M – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру участка тепловой сети, м³/ч

В соответствии с п. 6.16 в [14]: «При отсутствии данных по фактическим объемам воды в системе теплоснабжения допускается принимать его равным 65 м³ на 1 МВт (75,6 м³ на 1 Гкал/ч) расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м³ на 1 МВт (81,4 м³ на

1 Гкал/ч) – открытой системе и 30 м³ на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения».

В соответствии с МДК 4-05.2004 (см. [12]): При отсутствии информации о типе нагревательных приборов, которыми оснащены системы теплоснабжения (отопления, приточной вентиляции), допустимо принимать значение удельного объема для систем в размере 30 м.куб на 1 Гкал/ч. Емкость местных систем горячего водоснабжения в открытых системах теплоснабжения можно определять при 6 м.куб на 1 Гкал/ч средней часовой тепловой нагрузки.

Баланс теплоносителя, сведения о производительности ВПУ и подпитки теплосети отдельно по СЦТ «Лесное» по итогам работы в 2020-2024г. приведён в таблице 34.

Оценка нормативных утечек теплоносителя по каждой СЦТ, приведённая в таблице 34. выполнялась в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 года № 325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».

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

Норматив аварийной подпитки подразумевает инцидентную подпитку, которая полностью или в значительной степени компенсирует инцидентную утечку воды при повреждении элементов теплосети. Именно эта подпитка и называется аварийной подпиткой.

В соответствии с п. 6.22 в [14]: Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объёма воды в тепловой сети и присоединённых системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем ГВС, присоединённых через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями. При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объёму тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Балансы производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения по СЦТ «Лесное» приведены в таблице 34.

Годовой расход теплоносителя по котельной СЦТ «Лесное» приведён в таблице 35.

Анализируя нормативные и фактические потери теплоносителя в СЦТ «Лесное», можно сделать вывод о том, что фактические годовые утечки теплоносителя в 2020-2021гг. значительно превышали нормативные значения. Вероятные причины: износ теплосетей и несанкционированный отбор теплоносителя из системы отопления потребителями на нужды ГВС.

Данные о фактических годовых утечках теплоносителя в 2022-2024гг. не предоставлены.

Таблица 34 Баланс производительности ВПУ и подпитки теплосети по итогам работы в 2020- 2024гг.

Год	Номинальная производительность ВПУ	Располагаемая производительность ВПУ	Срок службы ВПУ	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	Общая емкость баков аккумуляторов	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	Подпитка тепловой сети			Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	Объем аварийной подпитки химически не обработанной и не деаэрированной водой в отопительный период (п.6.22 в [14])	Резервы (+)/дефициты (-) ВПУ по располагаемой производительности	Доля резерва от располагаемой производительности
							ВСЕГО	нормативные утечки теплоносителя	сверхнормативные утечки теплоносителя				
т/ч	т/ч	лет	ед.	ед.	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	т/ч	%		
—	—	—	—	—	—	п7.1+п7.2	—	—	—	—	п2-п6	п10*100/п2	
1	2	3	4	5	6	7	7.1	7.2	8	9	10	11	
2020	40	40	нет данных	2	400	0,278	0,743	0,278	0,465	2,01	2,23	39,7	99
2021	40	40	нет данных	2	400	0,278	1,247	0,278	0,968	1,80	2,23	39,7	99
2022	40	40	нет данных	2	400	0,278	нет данных	0,278	—	1,81	2,23	39,7	99
2023	40	40	нет данных	2	400	0,278	нет данных	0,278	—	—	2,23	39,7	99
2024	40	40	нет данных	2	400	0,278	нет данных	0,278	—	1,57	2,23	39,7	99

Таблица 35 Годовой расход теплоносителя по котельной СЦТ «Лесное».

ГОД	Подпитка тепловой сети, в том числе:			Расход воды на ГВС (для открытых систем теплоснабжения)	Расход воды на ГВС (для закрытых систем теплоснабжения)
	Всего	нормативные утечки теплоносителя	сверхнормативные утечки теплоносителя		
	тыс.м.куб/год	тыс.м.куб/год	тыс.м.куб/год		
	п.1.1+п.1.2	—	—		
	1	1.1	1.2		
2020	6,51	2,44	4,07	8,13	—
2021	10,92	2,44	8,48	7,28	—
2022	нет данных	2,44	—	7,84	—
2023	нет данных	2,44	—	6,58	—
2024	нет данных	2,44	—	6,30	—

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

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

Основным топливом для котельной СЦТ «Лесное» служит природный газ с теплотворной способностью 8078ккал/м.куб. Природный газ транспортируется трубопроводным транспортом от наружных газовых сетей. Хранилища природного газа не предусмотрены.

Топливный баланс по котельной СЦТ «Лесное» по итогам работы в 2020-2024гг. приведён в таблице 36.

Топливный баланс по СЦТ «Лесное» в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго» по итогам работы в 2020-2024гг. приведён в таблице 37.

Таблица 36 Топливный баланс по котельной СЦТ «Лесное» по итогам работы в 2020-2024гг.

№пп	Наименование СЦТ	год	Израсходовано топливо					
			Всего	природный газ - основное топливо			мазут топливный - резервное (аварийное топливо)	
							низшая теплота сгорания 9590 ккал/тонн (K=1,37)	
			т.у.т.	тыс.м.куб.	теплота сгорания, ккал/м.куб.	т.у.т.	тонн	т.у.т.
1	СЦТ "Лесное"	2020	1442,63	1250,1	8078,0	1442,6	—	—
		2021	1457,61	1263,1	8078,0	1457,6	—	—
		2022	1302,02	1128,3	8078,0	1302,0	—	—
		2023	1309,81	1135,0	8078,0	1309,8	—	—
		2024	1337,25	1158,8	8078,0	1337,2	—	—

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

Проектное резервное топливо — малосернистый мазут марки М-100 с теплотворной способностью 9650ккал/кг. В период с 2017 по 2025гг мазутное хозяйство не эксплуатировалось. По состоянию на май 2025г. мазутное хозяйство находится в нерабочем состоянии.

Утвержденные уполномоченными органами государственной власти величины неснижаемого нормативного запаса топлива, нормативного эксплуатационного запаса топлива, нормативного запаса вспомогательного топлива и общего нормативного запаса топлива ТСО не предоставлены.

Таблица 37 Топливный баланс в целом по СЦТ в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго» по итогам работы в 2020-2024гг.

год	Наименование топлива	Вид топлива	Наименование натур. ед.изм. количества топлива	Остаток топлива на начало года, в натур. ед.изм.	Приход топлива за год, в натур. ед.изм.	Израсходовано топлива		Остаток топлива, в натур. ед.изм.	Низшая теплота сгорания	
						всего, в натур. ед.изм.	всего, в т.у.т.		ед.изм.	значение
2020	Природный газ.	основное	тыс.м.куб.	—	1250,1	1250,1	1442,6	—	ккал/м.куб.	8078
	Мазут топливный	резервное	тонн	—	0	0	0,0	—	ккал/кг	9590
	Итого	—	—	—	1250,1	1250,1	1442,6	—	—	—
2021	Природный газ.	основное	тыс.м.куб.	—	1263,1	1263,1	1457,6	—	ккал/м.куб.	8078
	Мазут топливный	резервное	тонн	—	0	0	0,0	—	ккал/кг	9590
	Итого	—	—	—	1263,1	1263,1	1457,6	—	—	—
2022	Природный газ.	основное	тыс.м.куб.	—	1128,3	1128,3	1302,0	—	ккал/м.куб.	8078
	Мазут топливный	резервное	тонн	—	0	0	0,0	—	ккал/кг	9590
	Итого	—	—	—	1128,3	1128,3	1302,0	—	—	—
2023	Природный газ.	основное	тыс.м.куб.	—	1135,0	1135,0	1309,8	—	ккал/м.куб.	8078
	Мазут топливный	резервное	тонн	—	0	0	0,0	—	ккал/кг	9590
	Итого	—	—	—	1135,0	1135,0	1309,8	—	—	—
2024	Природный газ.	основное	тыс.м.куб.	—	1158,8	1158,8	1337,2	—	ккал/м.куб.	8078
	Мазут топливный	резервное	тонн	—	0	0	0,0	—	ккал/кг	9590
	Итого	—	—	—	1158,8	1158,8	1337,2	—	—	—

1.8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки.

Котельная СЦТ «Лесное» использует в качестве основного топлива природный газ по ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения».

Природный газ имеет теплоту сгорания (теплотворную способность) – 8078ккал/нм³.

Случаев аварийного отключения газопроводов к источникам тепловой энергии за последние 15 лет не зафиксировано.

Снижение давления газа в период стояния минимальных температур наружного воздуха не ограничивает их теплопроизводительность. Критического снижения давления, при котором происходит аварийное отключение газоиспользующего оборудования, не наблюдалось.

Количество поставляемого газового топлива на котельные (лимит) практически обеспечивает потребности в производстве тепловой энергии в течение всего периода года.

1.8.4 Описание использования местных видов топлива.

К местным видам топлива на территории Лесного СП относятся древесина и отходы деревообрабатывающей промышленности. Местные виды топлива используются для источников индивидуального теплоснабжения.

Часть 1.9. Надёжность теплоснабжения.

1.9.1. Общие положения.

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

Главное свойство отказов заключается в том, что они представляют собой случайные и редкие события. Эти свойства характеризуют не только отказы, связанные с нарушением прочности, но и все отказы.

Главный критерий надёжности систем теплоснабжения — безотказная работа элемента (системы) в течение расчетного времени.

В соответствии с указаниями в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (см. [14]) потребители теплоты по надёжности теплоснабжения делятся на три категории:

- Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений предусмотренных ГОСТ 30494. Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.
- Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54ч: жилые и общественные здания до 12°C, промышленных зданий до 8°C.
- Третья категория – остальные потребители».

В соответствии с п. 6.25 в [14]: «Способность проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) следует определять по трем показателям (критериям): вероятности безотказной работы [Р], коэффициенту готовности [Кг] и живучести [Ж]».

В соответствии с указаниями п.6.26 в [14] минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать: для источника теплоты - 0,97; для тепловых сетей - 0,9; для потребителя теплоты - 0,99. Минимально допустимый показатель вероятности безотказной работы системы централизованного теплоснабжения в целом следует принимать равным 0,86.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. В соответствии с указаниями п.6.29 в [14] минимально допустимый показатель готовности системы централизованного теплоснабжения к исправной работе принимается равным 0,97.

С позиции надёжности источники тепловой энергии, как правило, представляют собой ярко выраженную параллельную структуру за счёт наличия в основном стопроцентного резервирования по основному технологическому оборудованию.

С позиции надёжности сети теплоснабжения представляют собой явно выраженную последовательную структуру, которая характеризуется тем обстоятельством, что отказ одного элемента приводит к отказу системы в целом.

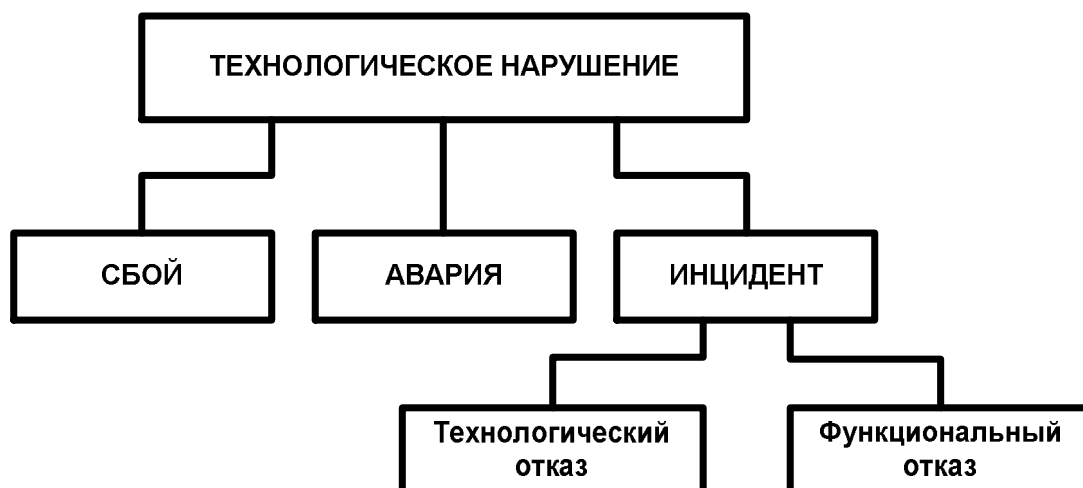


Рисунок 13 Виды технологических нарушений в тепловых сетях.

Сбой системе теплоснабжения - кратковременное самоустраняющееся или однократное нарушение технологического режима теплоснабжения, не приведшее к отказу, устраняемое незначительным вмешательством обслуживающего персонала или диспетчера.

Повреждения — это события, которые не приводят к нарушению работоспособности участка тепловой сети и, следовательно, не требуют выполнения незамедлительных ремонтных работ с целью восстановления его работоспособности. К таким событиям, например, относятся «свищи» на трубопроводах тепловых сетей.

Отказ технологический — это вынужденное отключение или ограничение работоспособности оборудования тепловой сети, приведшее к нарушению процесса передачи тепловой энергии потребителя.

Отказ функциональный — это событие, заключающееся в переходе тепловой сети с одного относительного уровня функционирования на другой, более низкий.

Авария - событие, заключающееся, как правило, во внезапном переходе тепловой сети с одного относительного уровня функционирования на другой, существенно более низкий с крупным нарушением режима работы, разрушением теплосети и неконтролируемым выбросом теплоносителя. Термин «авария» — это характеристика «тяжести» отказа и возможных последствий его устранения.

При разработке схемы теплоснабжения для описания надежности термин «отказ теплоснабжения потребителя» будет пониматься как событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, а в промышленных зданиях ниже $+8^{\circ}\text{C}$. Повреждения оборудования и трубопроводов, которые не приводили к перерыву теплоснабжения потребителей в отопительный период приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, относятся к инцидентам.

Расчет показателей системы теплоснабжения с учетом надежности должен производиться для каждого конечного потребителя. Для расчета узловых показателей надежности (*вероятность безотказной работы сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя, коэффициента готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя, средний суммарный недоотпуск тепла в течение отопительного периода для каждого потребителя*) используются вероятностные модели функционирования системы, а также детерминированные модели теплообмена в зданиях и расчета гидравлических режимов в многоконтурных тепловых сетях. Эффективная реализация методики расчета узловых показателей надежности возможна только в геоинформационных системах, в которых разрабатываются электронные модели схем теплоснабжения.

1.9.2. Расчёт показателей надёжности сетей теплоснабжения.

Сети теплоснабжения представляют собой явно выраженную последовательную структуру. С позиции надёжности такие системы характеризуются в первую очередь тем, что отказ одного элемента приводит к отказу системы в целом и для безотказной работы за время t необходимо, чтобы в течение этого времени безотказно работал каждый элемент, что, безусловно, увеличивает вероятность отказа системы.

Методика расчёта вероятности безотказной работы тепловой сети изложена в [2] и [41].

Расчет вероятности безотказной работы (ВБР) тепловой сети по отношению к каждому потребителю рекомендуется выполнять с применением приведённого ниже алгоритма.

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

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

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

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

λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет, $1/(\text{км} \cdot \text{год})$;

λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет, $1/(\text{км} \cdot \text{год})$;

λ_0 - средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет, $1/(\text{км} \cdot \text{год})$.

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ_i , который имеет размерность $1/(\text{км} \cdot \text{год})$. Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надёжности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединённых элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^N P_i = e^{-\lambda_1 \cdot L_1 \cdot t} \cdot e^{-\lambda_2 \cdot L_2 \cdot t} \cdot \dots \cdot e^{-\lambda_n \cdot L_n \cdot t} = e^{-t \cdot \sum_{i=1}^N \lambda_i \cdot L_i} = e^{\lambda_c \cdot t} \quad (1.9.1)$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке $\lambda_c = L_1 \cdot \lambda_1 + L_2 \cdot \lambda_2 + \dots + L_n \cdot \lambda_n$, $[1/\text{час}]$, где L_i – протяжённость каждого участка, $[\text{км}]$.

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

$$\lambda(t) = \lambda_0 \cdot (0,1 \cdot t)^{\alpha-1} \quad (1.9.2)$$

где: τ – срок эксплуатации $[\text{лет}]$

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

Для распределения Вейбулла рекомендуется использовать следующие эмпирические коэффициенты:

$$\alpha = 0,8 \text{ при } 0 < \tau \leq 3$$

$$\alpha = 1,0 \text{ при } 0 < \tau \leq 17$$

$$\alpha = 0,5 \cdot e^{\tau/20} \text{ при } \tau > 17$$

Ниже на рис. 14 приведён вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации сети теплоснабжения. При использовании данной зависимости следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

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

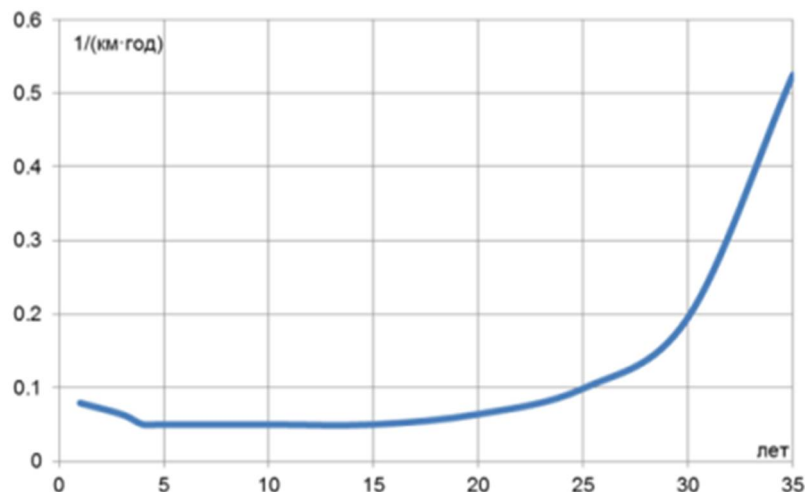


Рисунок 14 Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети.

5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения тепловых сетей принимают по данным СП 131.13330.2020 «Строительная климатология» или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплопотребления (зданий) определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Повреждения в системах теплоснабжения могут относиться к инцидентам или отказам.

Нормированное допустимое время отключения потребителей (время снижения температуры в жилом задании до $+12^{\circ}\text{C}$ при внезапном прекращении теплоснабжения) определяется по формуле:

$$z = \beta \cdot \ln \frac{(t_{\text{в}} - t_{\text{н}})}{(t_{\text{в.а.}} - t_{\text{н}})}, \text{ час} \quad (1.9.3)$$

где $t_{ва}$ - внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (12°C для жилых зданий);
 t_b - внутренняя температура, которая устанавливается в помещении (20°C для жилых зданий);
 t_n - температура наружного воздуха, усреднённая на периоде времени z ;
 β - коэффициент тепловой аккумуляции зданий $\beta = 40$ час;

При расчётной температуре наружного воздуха равной -34°C, $z = 6,41$ часа.

Расчёт производится для каждой градации повторяемости температур наружного воздуха.

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

Для обеспечения внутренних температур воздуха в жилых зданиях не ниже 12°C необходимо чтобы нормированное время отключения было не больше нормированного времени восстановления, которое определяется диаметром аварийного участка сети, способа прокладки сети, составом и уровнем технической оснащённости аварийно-восстановительной бригады.

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

$$Z_p = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{с.з.}) \cdot D^{1,2}], \text{ час} \quad (1.9.4)$$

где a , b и c – постоянные коэффициенты зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ;

$L_{с.з.}$ - расстояние между секционирующими задвижками, м;

D - условный диаметр трубопровода, м.

Согласно рекомендациям [42] для подземной прокладки теплопроводов в непроходных каналах значения постоянных коэффициентов равны: $a=6$; $b=0,5$; $c=0,0015$.

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

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

Согласно п. 6.34 в [14] участки тепловых сетей надземной прокладки протяженностью до 5,0 км считаются надежными. Иными словами, вероятность безотказной работы тепловой сети, при наружной прокладке теплотрасс, стремится к единице, что выше нормативного значения (0,9).

Вероятность отключения теплоснабжения в период температур наружного воздуха, близких к расчетной температуре систем отопления, равно как и для любого другого значения, будет представлять собой произведение двух вероятностей:

- вероятность отключения здания от системы теплоснабжения;
- вероятность попадания этого события в период стояния низких температур наружного воздуха.

Учитывая малую вероятность такого события и теплоаккумулирующую способность здания, устанавливается время допустимого перерыва в теплоснабжении $\tau_{доп}$, при котором температура в помещении не снизится ниже температуры плюс 12°C. В таком случае, при повреждениях на тепловых сетях потребитель не будет находиться в отказном состоянии.

Расчёт вероятности безотказной работы сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя и коэффициента готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя выполнен в ПРК ZuluThermo ГИС Zulu 8. Результаты расчётов представлены в части 3.12 Главы 3. Соответствующие ячейки в таблице 54 «Перечень потребителей....» со значениями вероятности безотказной работы сетей теплоснабжения ниже нормативного значения выделены красным цветом.

Принятые допущения при расчётах.

- Рассматривается стационарный процесс смены состояний сети теплоснабжения с простым пуассоновским распределением потока отказов.
- Вероятность одновременного возникновения двух отказов не учитывается, так как она пренебрежимо мала (на три-четыре порядка меньше вероятности возникновения одного отказа).
- Принимается, что во время восстановления отказавшего элемента теплосети отказы других элементов сети теплоснабжения не происходят.
- По причине отсутствия статистической информации об отказах расчет интенсивности отказов теплопроводов λ с учетом времени их эксплуатации производится по зависимостям распределения Вейбулла при начальной интенсивности отказов 1 км однолинейного теплопровода $\lambda_{нач}$ равной $5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч) или 0,05 1/(км·год). Средняя интенсивность отказов единицы запорно-регулирующей арматуры принимается равной $2,28 \cdot 10^{-7}$ 1/ч или 0,002 1/год.

По причине отсутствия статистической информации о времени восстановления, расчет среднего времени восстановления участков тепловой сети производился с учётом их диаметра и расстояния между секционными задвижками по формуле 1.9.4.

Расчёт показал, что ВБР существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя и коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя находятся в пределах допустимых значений.

Зоны с ненормативной надежностью теплоснабжения потребителей отсутствуют.

1.9.3. Оценки надежности систем теплоснабжения по показателям, определяемым 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.

Оценка надежности систем теплоснабжения проведена в соответствии «Методическими указаниями по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения» утверждённые приказом Минрегиона России от 26.07.2013г. №310 (далее - Методические указания).

Надежность системы теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения - источников тепловой энергии.

1. Показатель надежности электроснабжения источников тепла ($K_{\text{э}}$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:
 - при наличии резервного электроснабжения $K_{\text{э}} = 1,0$;
 - при отсутствии резервного электроснабжения $K_{\text{э}} = 0,6$.
2. Показатель надежности водоснабжения источников тепла ($K_{\text{в}}$) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:
 - при наличии резервного водоснабжения $K_{\text{в}} = 1,0$;
 - при отсутствии резервного водоснабжения $K_{\text{в}} = 0,6$.
3. Показатель надежности топливоснабжения источников тепла ($K_{\text{т}}$) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:
 - при наличии резервного топлива $K_{\text{т}} = 1,0$;
 - при отсутствии резервного топлива $K_{\text{т}} = 0,5$.
4. Показатель надёжности оборудования источников тепловой энергии ($K_{\text{и}}$) характеризуется наличием или отсутствием акта проверки готовности источника тепловой энергии к отопительному периоду (далее – акт):
 - $K_{\text{и}} = 1,0$ – при наличии акта без замечаний;
 - $K_{\text{и}} = 0,5$ – при наличии акта с замечаниями при условии их устранения в установленный срок;
 - $K_{\text{и}} = 0,2$ – при наличии акта.
5. Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей ($K_{\text{б}}$).
 - $K_{\text{б}} = 1,0$ - полная обеспеченность;
 - $K_{\text{б}} = 0,8$ - не обеспечена в размере 10% и менее;
 - $K_{\text{б}} = 0,5$ - не обеспечена в размере более 10%.
6. Показатель уровня резервирования ($K_{\text{р}}$) источников тепла и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

от 90% до 100%	$K_{\text{р}} = 1,0$
от 70% до 90% включительно	$K_{\text{р}} = 0,7$
от 50% до 70% включительно	$K_{\text{р}} = 0,5$
от 30% до 50% включительно	$K_{\text{р}} = 0,3$
менее 30% включительно	$K_{\text{р}} = 0,2$

Примечание: При наличии в системе теплоснабжения нескольких источников тепловой энергии общие по каждой системе теплоснабжения показатели ($K_{\text{э}}$, $K_{\text{в}}$, $K_{\text{т}}$, $K_{\text{и}}$, $K_{\text{б}}$ и $K_{\text{р}}$) определяются как средневзвешенные показатели по средней фактической тепловой нагрузки каждого источника тепловой энергии за предшествующие 12 месяцев.

7. Показатель технического состояния тепловых сетей (K_c), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

$$K_c = \frac{S_c^{\text{ЭКСПЛ}} - S_c^{\text{ВЕТХ}}}{S_c^{\text{ЭКСПЛ}}}, \text{ у.е.}$$

где

$S_c^{\text{ЭКСПЛ}}$ - протяженность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации;

$S_c^{\text{ВЕТХ}}$ - протяженность ветхих тепловых сетей, находящихся в эксплуатации.

8. Показатель надёжности тепловых сетей ($K_{н.тс}$) определяется как средний по частным показателям K_b , K_r , K_c , $K_{отс.тс}$ и $K_{нед}$:

$$K_{н.тс} = \frac{K_b + K_r + K_c + K_{отс.тс} + K_{нед}}{n}$$

где

n – число показателей, учтённых в числителе.

9. Показатель интенсивности отказов систем теплоснабжения:

- 9.1 Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($K_{отк.тс}$), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением.

$$I_{отк.тс} = n_{отк.тс} / (S), [1/(\text{км} \cdot \text{год})],$$

где

– $n_{отк}$ - количество отказов за предыдущий год;

– S - протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{отк.тс}$) определяется показатель надёжности ($K_{отк.тс}$):

до 0,2 включительно	$K_{отк.тс} = 1,0$
0,2 - 0,6 включительно	$K_{отк.тс} = 0,8$
0,6 - 1,2 включительно	$K_{отк.тс} = 0,6$
свыше 1,2 включительно	$K_{отк.тс} = 0,5$

- 9.2 Показатель интенсивности отказов (далее - отказ) теплового источника, характеризуемый количеством вынужденных отказов источников тепловой энергии с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением ($I_{отк.ит}$):

$$I_{отк.ит} = \frac{K_z + K_t + K_v + K_i}{4}$$

В зависимости от интенсивности отказов ($I_{отк.ит}$) определяется показатель надёжности теплового источника ($K_{н.ит}$):

до 0,2 включительно	Кн.ит = 1,0
0,2 - 0,6 включительно	Кн.ит = 0,8
0,6 - 1,2 включительно	Кн.ит = 0,6
свыше 1,2 включительно	Кн.ит = 0,5

10. Показатель относительного аварийного недоотпуска тепла (Кнед) в результате внеплановых отключений теплопотребляющих установок потребителей определяется по формуле:

$$Q_{нед} = Q_{откл}/Q_{факт} \cdot 100 [\%]$$

где

- Q_{откл} - недоотпуск тепла;
- Q_{факт} - фактический отпуск тепла системой теплоснабжения.

В зависимости от величины относительного недоотпуска тепла (Q_{нед}) определяется показатель надежности (Кнед):

до 0,1% включительно	Кнед = 1,0
от 0,1% до 0,3% включительно	Кнед = 0,8
от 0,3% до 0,5% включительно	Кнед = 0,6
от 0,5% до 1,0% включительно	Кнед = 0,6
свыше 1,0%	Кнед = 0,2

11. Показатель готовности (Кгот) теплоснабжающих организаций к проведению аварийно-восстановительных работ в системах теплоснабжения (общий показатель) базируется на показателях:

11.1 Показатель укомплектованности ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом (Кп) определяется как отношение фактической численности к численности по действующим нормативам, но не более 1,0.

11.2 Показатель оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием (Км) принимается как среднее отношение фактического наличия к количеству, определенному по нормативам, по основной номенклатуре:

$$K_m = \frac{K_m^f + K_m^n}{n}$$

где

- K_m^f , K_m^n - показатели, относящиеся к данному виду машин, механизмов, оборудования;
- n - число показателей, учтенных в числителе.

11.3 Показатель наличия основных материально-технических ресурсов (Ктр) определяется по аналогии с определением Км по основной номенклатуре ресурсов (трубы, компенсаторы, арматура, сварочные материалы и т.п.). Принимаемые для определения значения общего Ктр частные показатели не должны быть выше 1,0.

11.4 Показатель укомплектованности передвижными автономными источниками электропитания (Кист) для ведения аварийно-восстановительных работ вычисляется как отношение фактического наличия данного оборудования (в единицах мощности - кВт) к потребности.

Общий показатель готовности (Кгот) теплоснабжающих организаций к проведению восстановительных работ в системах теплоснабжения к выполнению аварийно-восстановительных работ определяется следующим образом:

$$K_{\text{гот}} = 0,25 \cdot K_{\text{п}} + 0,35 \cdot K_{\text{м}} + 0,3 \cdot K_{\text{тр}} + 0,1 \cdot K_{\text{ист}}$$

Общая оценка готовности:

Кгот	Категория готовности
0,85 - 1,0	удовлетворительная готовность
0,85 - 1,0	ограниченная готовность
0,7 - 0,84	ограниченная готовность
0,7 - 0,84	неготовность
менее 0,7	неготовность

Примечание: Оценка показателей надёжности каждой системы теплоснабжения и общий показатель надёжности систем теплоснабжения муниципального образования, приведённые ниже, определены по методике, изложенной в предыдущей редакции приказа Минрегиона России от 26.07.2013г. №310.

12. Показатель бесперебойного теплоснабжения определяется на основе жалоб потребителей (Кж):

$$Ж = \frac{Джал}{Дсумм}$$

где:

- Дсумм – количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;
- Джал – количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надёжности (Кж):

до 0,2	Кж = 1,0
0,2 - 0,5	Кж = 0,8
0,5 – 0,8	Кж = 0,6
свыше 0,8	Кж = 0,4

13. Оценка надёжности систем теплоснабжения.

13.1 Оценка надёжности источников тепловой энергии.

В зависимости от полученных показателей надёжности Кэ, Кв, Кт и Ки, источники тепловой энергии могут быть оценены как:

- высоконадежные - при Кэ = Кв = Кт = Ки = 1;
- надежные - при Кэ = Кв = Кт = 1 и Ки = 0,5;

- малонадежные - при $K_i = 0,5$ и при значении меньше 1 одного из показателей $K_э$, $K_в$, $K_т$;
- ненадежные - при $K_i = 0,2$ и/или значении меньше 1 у 2-х и более показателей $K_э$, $K_в$, $K_т$.

13.2 Оценка надежности тепловых сетей.

В зависимости от полученных показателей надежности тепловые сети могут быть оценены как:

- высоконадежные - более 0,9;
- надежные - 0,75-0,89;
- малонадежные - 0,5-0,74;
- ненадежные - менее 0,5.

13.3 Оценка надежности систем теплоснабжения в целом.

Общая оценка надежности системы теплоснабжения определяется исходя из оценок надежности источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Общая оценка надежности системы теплоснабжения определяется как наихудшая из оценок надежности источников тепловой энергии или тепловых сетей.

Оценка показателей надёжности СЦТ «Лесное» выполнена на основании общих сведений по СЦТ (см. табл. 5).

Результаты оценки надёжности СЦТ «Лесное» приведены в таблице 38.

Таблица 38 Результаты оценки надежности СЦТ Лесного СП.

№пп	Наименование показателя	Обозначение показателя	Оценка
1	Показатель надежности электроснабжения	$K_э$	1
2	Показатель надежности водоснабжения	$K_в$	1
3	Показатель надежности топливоснабжения	$K_т$	<u>0,5</u>
4	Показатель надёжности оборудования источника тепловой энергии	K_i	1
5	Показатель соответствия тепловой мощности фактическим нагрузкам	$K_б$	1
6	Показатель уровня резервирования	$K_р$	1
7	Показатель технического состояния тепловых сетей	$K_с$	0,8
8	Показатель интенсивности отказов тепловых сетей (по итогам работы в 2022г.)	Котк.тс	1
9	Показатель относительного недоотпуска тепла	$K_{нед}$	1
10	Показатель готовности ТСО	$K_{гот}$	1
11	Показатель качества теплоснабжения	$K_ж$	1
12	Показатель надёжности тепловых сетей	$K_{н.тс}$	высоконадежная
13	Показатель надёжности источника тепловой энергии	$K_{н.ит}$	<u>малонадёжный</u>
Оценка надёжности системы теплоснабжения СЦТ «Лесное»			<u>малонадёжная</u>

1.9.4. Интегральные показатели оценки надежности теплоснабжения.

Интегральные показатели оценки надежности теплоснабжения определены в Постановлении Правительства РФ от 16.05.2014 №452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения...».

К интегральным показателям оценки надежности теплоснабжения относятся следующие показатели:

- Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях на 1 км тепловых сетей.
- Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии на 1 Гкал/час установленной мощности.
- Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в тепловых сетях.
- Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление.
- Относительный аварийный недоотпуск тепла $Q_{ав}/Q_{расч}$ (где $Q_{ав}$ – аварийный недоотпуск тепла за год [Гкал], $Q_{расч}$ – расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год [Гкал]).

Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Интегральные показатели оценки надежности теплоснабжения по СЦТ «Лесное» в ретроспективный период представлены в таблице 39.

Таблица 39 Интегральные показатели оценки надежности теплоснабжения в целом по СЦТ «Лесное».

№пп	Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
1	Повреждения в магистральных тепловых сетях, 1/км/год в том числе:	0	0	0	0	0
1.1	в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
1.2	в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0	0	0	0	0
2	Повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, 1/км/год, в том числе:	0	0	0	0	0
2.1	в отопительный период, 1/км/оп	0	0	0	0	0
2.2	в период испытаний на плотность и прочность, 1/км/год	0	0	0	0	0
3	Повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), 1/км/год	—	—	—	—	—
4	Всего повреждения в тепловых сетях, 1/км/год	0	0	0	0	0
5	Среднее время восстановления теплоснабжения после повреждения в магистральных тепловых сетях в отопительный период, час	—	—	—	—	—
6	Среднее время восстановления отопления после повреждения в распределительных тепловых сетях систем отопления, час:	—	—	—	—	—
7	Среднее время восстановления горячего водоснабжения после повреждения в сетях горячего водоснабжения (в случае их наличия), час	—	—	—	—	—
8	Среднее время восстановления отопления после повреждения в магистральных и распределительных тепловых сетях, час	—	—	—	—	—
9	Средний недоотпуск тепловой энергии на отопление в системе теплоснабжения, Гкал	0	0	0	0	0

1.9.5. Выводы по надёжности систем централизованного теплоснабжения потребителей Лесного СП.

На основе отчётных данных, публикуемых ТСО на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ti.eias.ruv> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов (аварийные ситуации) и технологических сбоев на котельной и тепловых сетях СЦТ «Лесное» за период работы с 2020-2024гг. не зафиксировано.

На основании данных, предоставленных МУП «ТеплоЭнерго», отказов (аварийных ситуаций) на котельной и тепловых сетях СЦТ «Лесное» по итогам работы в 2020-2024гг. не было.

Результаты расчёта ВБР существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя и коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя совмещены с результатами гидравлического расчёта и представлены в таблице 54. Расчёт показал, что ВБР существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя и коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя находятся в пределах допустимых значений, регламентированных п.6.26 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (более 0,9 для ВБР и более 0,97 для коэффициента готовности).

Зоны с ненормативной надёжностью теплоснабжения потребителей отсутствуют.

Показатели надёжности, результаты оценок надёжности тепловых сетей и источников тепловой энергии и общие оценки надёжности системы теплоснабжения в соответствии с Методическими указаниями приведены в таблице 38.

Вывод: СЦТ «Лесное» оценивается как «малонадёжная». Негативное влияние на надёжность СЦТ «Лесное» оказывает отсутствие резервного топлива на котельной (ветхое состояние мазутного хозяйства).

1.9.6. Пути повышения безотказности системы теплоснабжения.

Пути повышения безотказности системы транспорта тепловой энергии.

- Реконструкция участков с большим сроком службы для снижения величины параметра потока отказов λ .
- Строительство резервных связей (перемычек) с соседними системами теплоснабжения;
- обоснованная замена подземной прокладки на надземную.
- Разумное уменьшение диаметров магистралей, что позволит сократить время восстановления элемента при возникновении инцидента.
- Повышение коэффициента аккумуляции зданий (утепление, программы энергосбережения).
- Обеспечение проведения теплоснабжающими организациями не реже одного раза в шесть месяцев противоаварийных тренировок в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Пути повышения безотказности источников тепловой энергии.

- В соответствии с п. 4.14 в [15] в котельных следует предусматривать установку не менее двух котлов.
- По насосному оборудованию должно быть предусмотрено стопроцентное резервирование.
- Все котельные, по обеспечению надёжности электроснабжения относятся ко второй категории. В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) для

потребителей второй категории должно быть предусмотрено два независимых источника электроснабжения, при этом перерыв в электроснабжении допускается на время переключения с одного источника электроснабжения на другой. В отдельных случаях, при отсутствии технической возможности электроснабжения от внешних электросетей по двум независимым линиям и от разных источников, должны быть предусмотрены автономные электрогенераторы.

- Согласно п. 4.1.1. Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденных приказом Минэнерго России от 24 марта 2003 г. № 115, эксплуатация оборудования топливного хозяйства должна обеспечивать своевременную, бесперебойную подготовку и подачу топлива в котельную. Должен обеспечиваться запас основного и резервного топлива в соответствии с нормативами.
- Согласно п. 49 Правил пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства России от 17 мая 2002 г. № 317, в целях эффективного и рационального пользования газом организации, эксплуатирующие газоиспользующее оборудование, обязаны, в том числе обеспечивать готовность резервных топливных хозяйств и оборудования к работе на резервном топливе, а также создавать запасы топлива для тепловых электростанций и источников тепловой энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере электроэнергетики и теплоснабжения.
- Согласно п. 4.5 в [15], вид топлива и его классификация (основное, при необходимости аварийное) определяется по согласованию с региональными уполномоченными органами власти. Количество и способ доставки необходимо согласовать с топливоснабжающими организациями.
- Водоснабжение котельных должно осуществляться в соответствии с требованиями раздела 18 в [15]. Для котельных первой и второй категорий должно быть предусмотрено два ввода водопровода - и/или создан нормативный запас воды.
- Обеспечение проведения теплоснабжающими организациями не реже одного раза в шесть месяцев противоаварийных тренировок в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

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

Показатели финансово-хозяйственной деятельности (ПФХД) МУП «ТеплоЭнерго» соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством РФ в стандартах раскрытия информации по итогам работы в 2019-2024гг. представлены в п. 2.9 тома 3 (исходные данные).

Техничко-экономические показатели МУП «ТеплоЭнерго» по итогам работы в 2020-2024гг. приведены в таблице 40.

Таблица 40 Техничко-экономические показатели МУП «ТеплоЭнерго» по итогам работы в 2020-2024гг.

№пп	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024
1	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источника тепловой энергии всего, в том числе:	тыс. Гкал	8,949	9,000	8,000	8,200	8,192
1.1	С коллекторов источника непосредственно потребителям:	тыс. Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.1.1	в паре	тыс. Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.1.2	в горячей воде	тыс. Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.2	С коллекторов источника в тепловые сети:	тыс. Гкал	8,949	9,000	8,000	8,200	8,192
1.2.1	в паре	тыс. Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.2.2	в горячей воде	тыс. Гкал	8,949	9,000	8,000	8,200	8,192
2	Покупка тепловой энергии из тепловых сетей смежных систем теплоснабжения:	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
2.1	в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
2.2	в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
3	Отпуск тепловой энергии в сети смежных систем теплоснабжения:	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
3.1	в паре	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
3.2	в горячей воде	тыс. Гкал	0	0	0	0	0
4	Потери тепловой энергии в тепловой сети (фактические)	тыс. Гкал	3,64	3,68	3,32	3,43	3,32
		%	41,6	40,9	41,4	42,7	41,4
5	Отпуск (полезный отпуск) из тепловой сети	тыс. Гкал	5,11	5,32	4,69	4,61	4,69
6	Операционные (подконтрольные) расходы	тыс. руб.	1 833,2	2 902,9	3 272,0	3 816,4	4 382,5
7	Неподконтрольные расходы	тыс. руб.	963,1	381,9	320,8	391,1	330,7
8	Расходы на приобретение (производство) энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс. руб.	9 190,7	9 385,6	10 475,9	11 609,0	12 431,4
9	Прибыль валовая	тыс. руб.	-6 351,0	-6 679,8	-3 667,1	-3 113,0	-9 429,6
10	Выручка от регулируемого вида деятельности	тыс. руб.	5 636,0	5 990,6	10 401,5	12 703,5	7 715,0

Часть 1.11. Цены и тарифы в сфере теплоснабжения.**1.11.1. Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет.**

Динамика тарифов на отпущенную тепловую энергию и теплоноситель за период с 2020 по 2025гг в Лесном СП приведена в таблице 41.

Динамика средневзвешенного тарифа на отпущенную тепловую энергию в Лесном СП за период с 2020 по 2025гг представлена на рис. 15

Средневзвешенный тариф на тепловую энергию в целом по Лесному СП определен в соответствии с формулой 1.11.1:

$$\overline{T}_{N,A} = \frac{\sum_{i=1}^{i=M} (Q_i \times T_i)_A}{\sum_{i=1}^{i=M} Q_{i,A}}, \text{ руб./Гкал} \quad (1.11.1)$$

где,

Q_i - количество тепла, отпущенного потребителям в А-тый год i-той ЕТО (ТСО), утвержденной в поселении, тыс. Гкал;

T_i - тариф (с НДС) на тепловую энергию, отпущенную потребителю в i-той ЕТО (ТСО), утвержденной в поселении, в А-тый год, руб./Гкал;

M - количество ЕТО (ТСО) в поселении.

Динамика изменения тарифов на тепловую энергию (в %) и уровень инфляции за период с 2019 по 2025гг приведены в таблице 42.

Выводы:

Рост тарифов на тепловую энергию за рассматриваемый период (2019-2025гг) значительно превышает инфляцию. Льготные тарифы для населения в Лесном СП на отпущенную тепловую энергию и теплоноситель за период с 2023 по 2025гг приведены в таблице 43.

Таблица 41 Динамика тарифов на отпущенную тепловую энергию за период с 2020 по 2025гг

Наименование теплоснабжающей организации					МУП "ТеплоЭнерго" (организация применяет УСН с 01.07.2022г.)											
№пп	Наименование тарифа, вид тарифа, вид теплоносителя		Категория потребителя	Ед.изм	2020 (1-ое полугодие)	2020 (2-ое полугодие)	2021 (1-ое полугодие)	2021 (2-ое полугодие)	2022 (1-ое полугодие)	2022 (2-ое полугодие)	2023 (1-ое полугодие)	2023 (2-ое полугодие)	2024 (1-ое полугодие)	2024 (2-ое полугодие)	2025 (1-ое полугодие)	2025 (2-ое полугодие)
1.1	Тариф на тепловую энергию.	Одноставочный, теплоноситель - вода	Население, с НДС	руб/Гкал	2098,27	2098,27	2098,27	2206,40	2277,11	2277,11	2750,87	2750,87	2750,87	3560,79	3560,79	4384,93
1.2			Прочие потребители, без НДС	руб/Гкал	1748,56	1748,56	1748,56	1838,67	1897,59	2277,11	2750,87	2750,87	2750,87	3560,79	3560,79	4384,93
Реквизиты документа, устанавливающего тариф (источник данных)					Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29.11.2018г. №77/19		Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 13.11.2020г. №51/21		Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 13.11.2020г. №51/21		Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 18.11.2022г. №96/52		Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 30.11.2023г. №107/4.		Пост. Мин. тариф. регул. и энерг. Чел. обл. от 30.11.2023г. №107/4 (в ред. Пост. Мин. тариф. регул. и энерг. Чел. обл. от 14.11.2024г. №82/18).	
2.1.1	Тариф на горячую воду в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения).	Компонент - тепловая энергия.	Население, с НДС	руб/Гкал	2098,27	2098,27	2098,27	2206,40	2277,11	2277,11	2750,87	2750,87	2750,87	3560,79	3560,79	4384,93
2.1.2			Прочие потребители, без НДС	руб/Гкал	1748,56	1748,56	1748,56	1838,67	1897,59	2277,11	2750,87	2750,87	2750,87	3560,79	3560,79	4384,93
2.2.1		Компонент - теплоноситель	Население, с НДС	руб/м.куб	66,42	70,4	70,15	70,15	70,02	74,16	146,75	146,75	146,75	210,69	210,69	423,61
2.2.2			Прочие потребители, без НДС	руб/м.куб	55,35	58,66	58,46	58,46	58,35	74,16	146,75	146,75	146,75	210,69	210,69	423,61
Реквизиты документа, устанавливающего тариф (источник данных)					Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 18.12.2019г. №96/81.		Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 13.11.2020г. №51/46.		Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 13.11.2020г. №51/46.		Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 18.11.2022г. №96/52		Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 30.11.2023г. №107/6.		Пост. Мин. тариф. регул. и энерг. Чел. обл. от 30.11.2023г. №107/6 (в ред. Пост. Мин. тариф. регул. и энерг. Чел. обл. от 28.11.2024г. №90/48).	
3.1	Тариф на теплоноситель		Население, с НДС	руб/м.куб	66,42	70,4	70,15	70,15	70,02	74,16	146,75	146,75	146,75	210,69	210,69	423,61
3.2			Прочие потребители, без НДС	руб/м.куб	55,35	58,66	58,46	58,46	58,35	74,16	146,75	146,75	146,75	210,69	210,69	423,61
Реквизиты документа, устанавливающего тариф (источник данных)					Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 18.12.2019г. №96/81.		Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 13.11.2020г. №51/46.		Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 13.11.2020г. №51/46.		Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 15.11.2022г. №93/10.		Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 30.11.2023г. №107/5.		Пост. Мин. тариф. регул. и энерг. Чел. обл. от 30.11.2023г. №107/5 (в ред. Пост. Мин. тариф. регул. и энерг. Чел. обл. от 14.11.2024г. №82/19).	

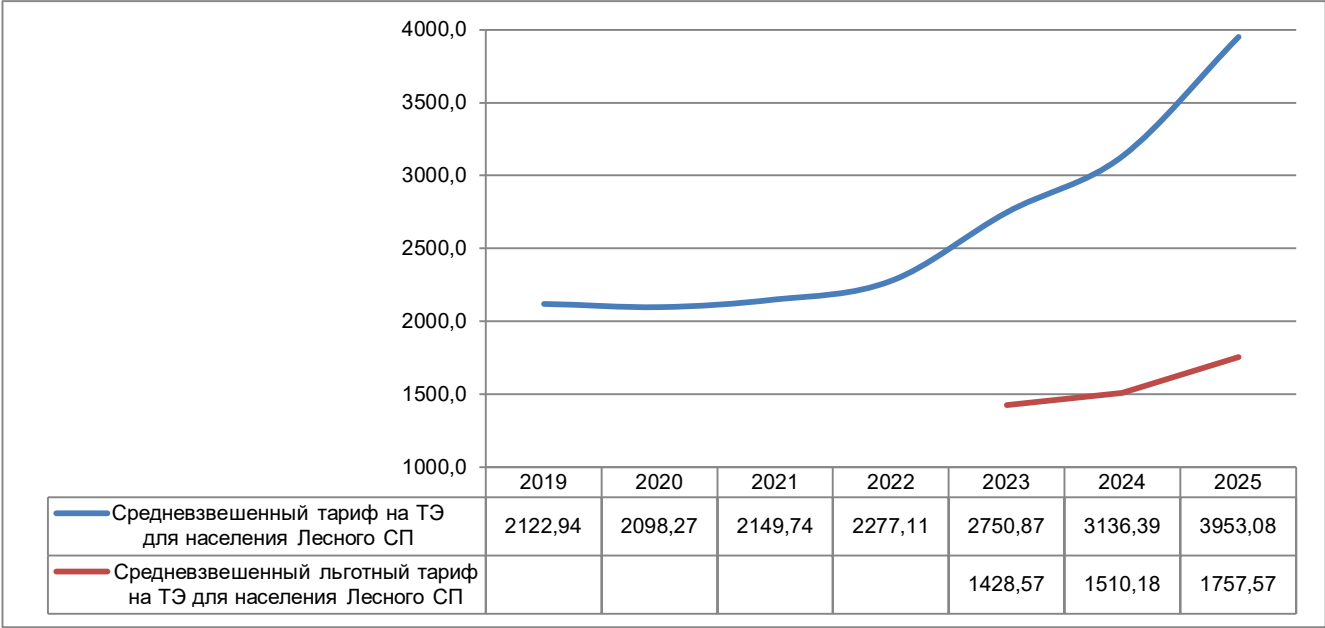


Рисунок 15 Динамика средневзвешенного тарифа на отпущенную тепловую энергию за период с 2019 по 2025гг

Таблица 42 Динамика изменения тарифов на тепловую энергию (в %) и уровень инфляции за период с 2019 по 2025гг.

Наименование муниципального образования	2020г. к 2019г.	2021г. к 2020г.	2022г. к 2021г.	2023г. к 2022г.	2024г. к 2023г.	2024г. к 2023г.	Итого рост тарифа за период с 2019г. по 2025г.	Уровень инфляции за период с 2019г. по 2025г.
Средневзвешенный тариф на ТЭ для населения Лесного СП	-1,16	2,45	5,92	20,81	14,01	26,04	86,21	56,17
Средневзвешенный льготный тариф на ТЭ для населения Лесного СП	—	—	—	—	5,71	16,38	—	

Таблица 43 Льготные тарифы на отпущенную тепловую энергию и теплоноситель для населения за период с 2023 по 2025гг.

№пп	Наименование тарифа, вид тарифа, вид теплоносителя		Категория потребителя	Ед.изм	2023 (1-ое полугодие)	2023 (2-ое полугодие)	2024 (1-ое полугодие)	2024 (2-ое полугодие)	2025 (1-ое полугодие)	2025 (2-ое полугодие)
Л-1	Тариф на тепловую энергию.	Одноставочный, теплоноситель - вода	Население (льготный), с НДС	руб/Гкал	1428,57	1428,57	1428,57	1600,03	1600,03	1930,99
Л-2.1	Тариф на горячую воду в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения).	Компонент - тепловая энергия.	Население (льготный), с НДС	руб/Гкал	1428,57	1428,57	1428,57	1600,03	1600,03	1930,99
Л-2.2		Компонент - теплоноситель	Население (льготный), с НДС	руб/Гкал	нет данных	63,72	63,72	70,84	70,84	83,59
Л-3	Тариф на теплоноситель		Население (льготный), с НДС	руб/Гкал	нет данных	63,72	63,72	70,84	70,84	83,59
Реквизиты документа, устанавливающего тариф (источник данных)					нет данных		Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 20.12.2023г. №117/171.		Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 20.12.2024г. №98/21.	

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

Плановые ПФХД на производство и передачу тепловой энергии поставляемой МУП «ТеплоЭнерго» на 2025г. представлены в п.2.10 тома 3 (исходные данные).

Структура тарифа на производство и передачу тепловой энергии, установленного на 2025г. представлена в таблице 44 и наглядно на рис. 16.

Выводы: основную долю затрат в структуре тарифа на тепловую энергию занимают затраты на приобретение топлива, электроэнергии и заработную плату.

Таблица 44 Структура тарифа на тепловую энергию, установленного на 2025г.

№пп	Направление затрат	ед. изм.	2025
1	Топливо	тыс.руб.	7 464,26
2	Электроэнергия	тыс.руб.	3 176,16
3	Вода	тыс.руб.	0,00
4	Операционные расходы	тыс.руб.	4657,68
5	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	1356,91
6	Предпринимательская прибыль	тыс.руб.	0,00
7	Нормативная прибыль	тыс.руб.	0,00
8	Корректировка (учёт отклонения фактических значений параметров)	тыс.руб.	1389,66



Рисунок 16 Структура тарифа на тепловую энергию, установленного на 2025г.

1.11.3. Описание платы за подключение к системе теплоснабжения.

Порядок установления платы за подключение был установлен Федеральным законом от 27.07.2010г. №190-ФЗ «О теплоснабжении».

Законом определены некоторые понятия:

- плата за подключение к системе теплоснабжения – плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемых к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемых здания, строения, сооружения;
- резервная тепловая мощность – тепловая мощность источников тепловой энергии и тепловых сетей, необходимая для обеспечения тепловой нагрузки теплопотребляющих установок, входящих в систему теплоснабжения, но не потребляющих тепловой энергии, теплоносителя.

В перечень цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, подлежащих регулированию, внесены следующие пункты:

- плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии;
- плата за подключение к системе теплоснабжения.

Полномочия по регулированию размера указанных видов платы переданы органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов).

Законом также определено, что плата за подключение к системе теплоснабжения устанавливается органом регулирования в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки и может быть дифференцирована в зависимости от параметров данного подключения, определенных основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Плата за подключение к системам теплоснабжения теплоснабжающих (теплосетевых) организаций на территории Челябинской области установлена постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 16 декабря 2020 года №62/81. Плата за подключение к системам теплоснабжения теплоснабжающих (теплосетевых) организаций с подключаемой тепловой нагрузкой, не превышающей 0,1 Гкал/ч при наличии технической возможности подключения составляет 550 руб.

Плата за подключение к системе теплоснабжения в случае отсутствия технической возможности подключения для каждого потребителя, в том числе застройщика, устанавливается в индивидуальном порядке.

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

Согласно Постановления Правительства от 22 октября 2012 года №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается органами регулирования для категорий (групп) социально значимых потребителей, если указанные потребители не потребляют тепловую энергию, но не осуществили отсоединение принадлежащих им теплопотребляющих установок от тепловой сети в целях

сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается органами регулирования за услуги, оказываемые:

а) регулируемые организациями, мощность тепловых источников и (или) тепловых сетей которых используется для поддержания резервной мощности в соответствии со схемой теплоснабжения, - для оказания указанных услуг единой теплоснабжающей организации;

б) единой теплоснабжающей организацией в зоне ее деятельности категориям (группам) социально значимых потребителей, находящимся в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности единой теплоснабжающей организации устанавливается равной ставке за мощность единого тарифа на тепловую энергию (мощность) в зоне ее деятельности или, если в зоне ее деятельности установлен одноставочный единый тариф на тепловую энергию (мощность), равной ставке за мощность двухставочного единого тарифа на тепловую энергию (мощность).

К социально значимым потребителям, для которых устанавливается плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, относятся следующие категории (группы) потребителей:

а) физические лица, приобретающие тепловую энергию в целях потребления в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях;

б) исполнители коммунальных услуг, приобретающие тепловую энергию в целях обеспечения предоставления собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах или жилых домах коммунальной услуги теплоснабжения и (или) горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в объемах их фактического потребления и объемах тепловой энергии, израсходованной на места общего пользования;

в) теплоснабжающие организации, приобретающие тепловую энергию в целях дальнейшей продажи физическим лицам и (или) исполнителям коммунальной услуги теплоснабжения, в объемах фактического потребления физических лиц и объемах тепловой энергии, израсходованной на места общего пользования;

г) религиозные организации;

д) бюджетные и казенные учреждения, осуществляющие в том числе деятельность в сфере науки, образования, здравоохранения, культуры, социальной защиты, занятости населения, физической культуры и спорта;

е) воинские части Министерства обороны Российской Федерации, Министерства внутренних дел Российской Федерации, Федеральной службы безопасности Российской Федерации, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий и Федеральной службы охраны Российской Федерации;

ж) исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности на территории Лесного СП регулирующими органами не устанавливалась.

Часть 1.12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения Лесного СП.

Значения индикаторов развития по СЦТ «Лесное» в ретроспективном периоде приведены в таблице 45.

Анализируя совокупность индикаторов, приведённых в таблице 45 можно дать комплексную оценку о состоянии СЦТ.

Удельная материальная характеристика сетей теплоснабжения, приведённая в таблице 45, определяется по формуле:

$$У_{МТС} = \frac{М_{ТС}}{Н_0} \quad (1.12.1)$$

где $М_{ТС}$ – материальная характеристика тепловой сети, $м^2$

$Н_0$ – расчётная (договорная) тепловая нагрузка, $Гкал/ч$

Для эффективного централизованного теплоснабжения $У_{МТС}$ должна быть не более $200 \frac{м.кв}{Гкал/ч}$ (см. [43]).

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

1. Не оптимизирован гидравлический режим тепловых сетей СЦТ «Лесное». Не выполнена гидравлическая наладка тепловых сетей (сети разбалансированы), что приводит к снижению эффективности использования ТЭР и снижению качества теплоснабжения отдельных потребителей.
2. Система теплоснабжения открытая. ГВС осуществляется путём отбора теплоносителя из отопительной сети. Открытые системы теплоснабжения обладают целым набором недостатков, таких как:
 - нарушается гидравлический режим работы отопительной сети;
 - качество горячей воды низкое (хим. состав и механические примеси);
 - необходимость поддержания повышенной температуры теплоносителя в обратном трубопроводе для обеспечения нормативных значений температуры горячей воды в осенне-весенний период приводит к значительному перерасходу топлива.
3. Значительные тепловые потери в сетях через теплоизоляцию по причине удалённости котельной от центра тепловых нагрузок (жилая застройка п. Совхозный) на расстояние порядка 700м.
4. Значительные тепловые потери в сетях через теплоизоляцию по причине неудовлетворительного состояния теплоизоляции.
5. Условный диаметр трубопроводов теплосети в сторону коммунально-промышленного района составляет 150мм, а подключенная тепловая нагрузка составляет всего 0,008Гкал/ч (объект №57)! К СЦТ «Лесное» подключены шесть ИЖД и одноэтажных домов блокированной застройки (№1,2,4,6,7 и 25). Централизованное теплоснабжение зон с низкой плотностью тепловых нагрузок приводит к значительным теплопотерям и, соответственно, к снижению энергоэффективности.

6. Максимальная нагрузка рабочего котла не превышает 20% от его установленной мощности, что приводит к перерасходу топлива.
7. Низкий уровень автоматизации котельной. Отсутствует система автоматического всепогодного регулирования теплопроизводительности котлов. Отсутствует система диспетчеризации. Следствия: затраты на заработную плату персоналу для круглосуточного оперативного обслуживания; из-за человеческого фактора увеличивается вероятность снижения эффективности использования ТЭР.
8. Отсутствует приборный учёт тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть.
9. Низкий уровень оснащённости потребителей приборами коммерческого учёта тепловой энергии. В соответствии с п.5 статьи 13 Федерального закона РФ №261 от 23.11.2009г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» все МКД должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета тепловой энергии.

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

1. Отсутствует резервное топливо в котельной СЦТ «Лесное».
2. Физический и моральный износ основного оборудования котельной СЦТ «Лесное».

Таблица 45 Индикаторы развития СЦТ «Лесное» по итогам работы в 2020-2024гг.

год	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	Удельная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке.	Потери тепловой энергии	Удельный расход электроэнергии на производство и передачу тепловой энергии	Эффективность системы теплоснабжения (кэфф)	Удельный расход электроэнергии на производство и передачу тепловой энергии	Потери тепловой энергии	Удельный расход тепловой энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии.	Резерв мощности	Потери УТМ	Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии.	Отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности (КИУТМ)	Средневзвешенный срок службы котлов (по РТМ)	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии.	Удельное (отнесенное к протяженности тепловых сетей) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях
	1/км/год	м.кв./((Гкал/ч)	доля (%) от тепловой энергии, отпускаемой в сеть	кВтч/Гкал	%	кВтч/Гкал	Гкал/м.кв.	кг.у.т/Гкал	Гкал/ч	доля (%) от УТМ	%	%	%	лет	лет	ед.	1/км/год
2020	0,0	244	41,56	106,63	44,83	106,63	12,6	164,8	17,13	8,88	0,0	0,00	13,1	33,0	9,0	0,0	0,0
2021	0,0	294	39,84	90,65	46,83	90,65	21,1	164,8	17,52	8,88	0,0	0,00	11,3	34,0	10,0	0,0	0,0
2022	0,0	294	40,80	96,03	45,88	96,03	нд	164,8	17,57	8,88	0,0	0,00	11,1	35,0	11,0	0,0	0,0
2023	0,0	294	42,62	96,01	45,06	96,01	нд	163,0	17,57	8,88	0,0	1,20	11,1	36,0	11,7	0,0	0,0
2024	0,0	294	41,42	96,41	44,92	96,41	нд	166,9	17,57	8,88	0,0	0,00	11,1	37,0	12,7	0,0	0,0

1.12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.

Основными проблемами развития систем теплоснабжения в Российской Федерации являются (ист.: Журнал «Новости теплоснабжения» №3 за 2019г.):

- Не удовлетворительные условия для инновационной деятельности организаций, обеспечение качества и безопасности товаров и услуг. Техническая политика в России в целом законодательно не регулируется, что приводит к приоритету использования технологий, имеющих максимальную рекламную раскрутку, а также к ценовому демпингу, с продвижением некачественной продукции.
- Существующая система технического регулирования в РФ часто оказывается тормозом для модернизации ЖКХ. Она устарела и часто блокирует проекты небольших постепенных усовершенствований, так как распространяет на них требования нового строительства.
- Отсутствие долгосрочных и прозрачных правил функционирования рынка тепловой энергии, гарантирующих неизменность условий инвестирования, определяемых со стороны государства, а также компенсацию потерь инвестора в случае такого изменения.
- Избыточная бюрократическая нагрузка на отрасль.
- Неудовлетворительная платёжная дисциплина потребителей тепловой энергии (население).
- Несовершенство нормативно-правовой базы, касающейся сферы обслуживания узлов учёта тепловой энергии (УУТЭ), что приводит к деградации системы обслуживания УУТЭ.
- Отсутствие профессиональных центров компетенции в сфере теплоснабжения.

Применительно к Лесному СП, дополнительно можно выделить основные проблемы развития систем теплоснабжения:

- Крайне низкая эффективность работы существующей котельной п. Совхозный обусловленная следующими причинами: котельная удалена от центра тепловых нагрузок (жилая застройка п. Совхозный) на расстояние порядка 700м; котельная не автоматизирована, предусмотрено круглосуточное оперативное дежурство; степень загрузки рабочего котла в существующей котельной не превышает 30%;
- Система теплоснабжения открытая.
- Низкий уровень оснащённости потребителей УУТЭ.

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

Согласно предоставленным данным на всех источниках тепловой энергии действующих систем теплоснабжения, расположенных на территории Лесного СП проблемы надежного и эффективного снабжения топливом, отсутствуют.

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

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность систем теплоснабжения Лесного СП не предоставлены.

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

Часть 2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.

За базовый уровень потребления тепла принят уровень потребления тепловой энергии в 2024 году.

Базовый уровень потребления тепловой энергии по СЦТ «Лесное» с разделением по категориям потребителей и виду потребления представлен в таблице 46.

Плановые показатели полезного отпуска тепловой энергии по категориям потребителей на 2024-2026гг. представлен в таблице 47.

Базовая расчётная тепловая нагрузка по СЦТ «Лесное» с разделением по категориям потребителей и виду потребления представлена в таблице 48.

Таблица 46 Базовый уровень потребления тепловой энергии по СЦТ «Лесное» с разделением по категориям потребителей и виду потребления.

Категория потребителей и вид потребления		Ед.изм.	2024г.
население	отопление и вентиляция	Гкал	3855,4
	ГВС	Гкал	344,1
	суммарный отпуск тепловой энергии	Гкал	4199,4
бюджетная сфера	отопление и вентиляция	Гкал	345,7
	ГВС	Гкал	0,0
	суммарный отпуск тепловой энергии	Гкал	345,7
прочие потребители	отопление и вентиляция	Гкал	147,4
	ГВС	Гкал	0,0
	суммарный отпуск тепловой энергии	Гкал	147,4
потребители (объекты) теплоснабжающей организации	отопление и вентиляция	Гкал	0,0
	ГВС	Гкал	0,0
	суммарный отпуск тепловой энергии	Гкал	0,0
Итого	отопление и вентиляция	Гкал	4348,5
	ГВС	Гкал	344,1
	суммарный отпуск тепловой энергии	Гкал	4692,5

Таблица 47 Плановые показатели полезного отпуска тепловой энергии по категориям потребителей на 2025 и 2026гг.

Категория потребителей	Ед.изм.	ГОДЫ	
		2025	2026
Население	Гкал	4199,4	4199,4
Бюджетная сфера	Гкал	345,7	345,7
Прочие потребители	Гкал	147,4	147,4
Потребители (объекты) теплоснабжающей организации	Гкал	—	—
Итого	Гкал	4692,5	4692,5

Таблица 48 Базовая расчётная тепловая нагрузка по СЦТ «Лесное» с разделением по категориям потребителей и виду потребления.

Категория потребителей и вид потребления		Ед. изм.	2024г.
население	отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,471
	ГВС	Гкал/ч	0,092
	суммарная полезная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,564
бюджетная сфера	отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,136
	ГВС	Гкал/ч	0,000
	суммарная нагрузка	Гкал/ч	0,136
прочие потребители	отопление и вентиляция	Гкал/ч	0,057
	ГВС	Гкал/ч	0,000
	суммарная полезная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,057
потребители (объекты) теплоснабжающей организации	отопление и вентиляция	Гкал	0,0
	ГВС	Гкал	0,0
	суммарная полезная тепловая нагрузка	Гкал	0,0
Итого	отопление и вентиляция	Гкал/ч	1,664
	ГВС	Гкал/ч	0,092
	суммарная полезная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,757

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

Основные показатели жилищного фонда в Лесном СП по состоянию на 2025г. сведены в таблицу 2.

Перечень ветхого жилищного фонда на территории Лесного СП по состоянию на май 2025г. на основании данных администрации Лесного СП представлен в таблице 49.

Таблица 49 Перечень ветхого жилищного фонда на территории Лесного СП по состоянию на 2025г.

Адрес	Год постройки здания	Этажность здания	Отапливаемая площадь, м. кв.	Материал стен	Источник теплоснабжения
п. Совхозный, 25	1970	1	202,5	деревянные	центр. отопление

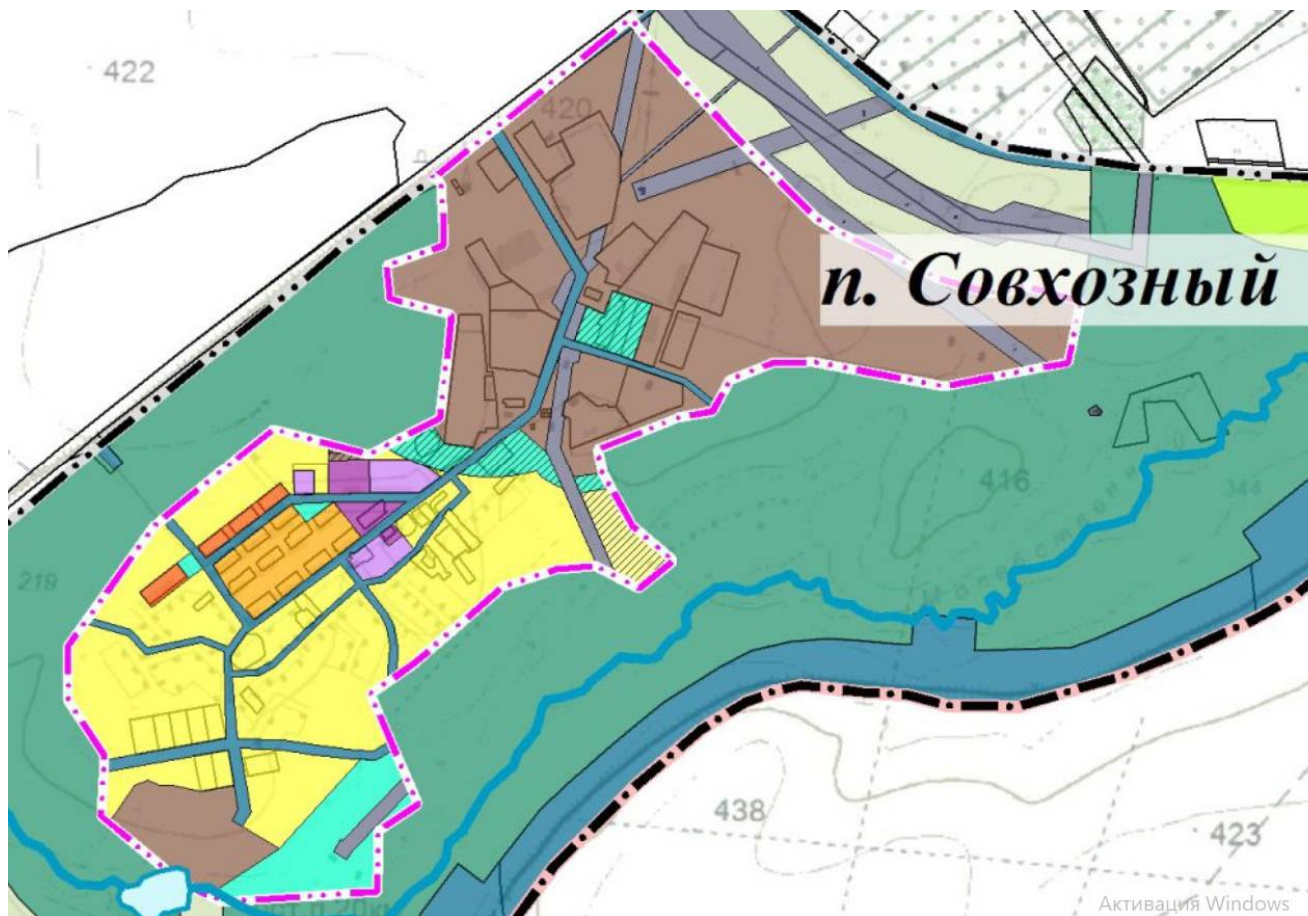
В генеральный план Лесного СП (далее по тексту *ГП*) в 2020г. внесены изменения. Расчетный срок реализации генерального плана – конец 2039г. ГП Лесного СП рассматривается один вариант развития.

В соответствии ГП Лесного СП на расчётный срок до 2039г.:

- Прогнозируется увеличение численности населения до 660 чел.
- Строительство МКД не планируется.
- Строительство объектов социальной сферы на территории п. Совхозный не планируется.
- Перспективную жилищную застройку в п. Совхозный планируется осуществлять в виде индивидуальной жилищной застройки.

Схема размещения зоны нового индивидуального жилищного строительства в п. Совхозный, предусмотренного ГП Лесного СП, представлена на рис. 17.

В соответствии с ГП Лесного СП прирост площадей строительных фондов (МКД, общественно-деловой и социальный фонды) на перспективу до 2039г. не планируется.



Значение	Условные обозначения	
	Существующие	Проект
Границы единиц административно-территориального деления		
Граница муниципального района	— — — — —	
Граница сельского поселения	— — — — —	
Граница населенного пункта		— — — — —
Функциональные зоны		
Зона застройки индивидуальными жилыми домами	Активация Windows	Активация Windows

Рисунок 17 Схема размещения зоны нового индивидуального жилищного строительства в п. Совхозный.

Часть 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.

1. Действующие на 2025г. нормативы потребления тепловой энергии для отопления и горячего водоснабжения на территории Катав-Ивановского МР утверждены Постановлением администрации Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области №229 от 24.02.2010г. исходя из продолжительности отопительного периода 7,5 месяцев и представлены в таблице 31.
2. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению, которые устанавливаются в Челябинской области, в том числе на территории Катав-Ивановского МР, с 01.01.2030г. на основании Постановления Министерство тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 28 декабря 2016 года №66/2 «Об утверждении нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению, применяемых на территории Челябинской области» (с изменениями на 28 декабря 2024 года) приведены в таблице 32 из расчета продолжительности отопительного периода семь месяцев.
3. Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию для перспективного жилищного фонда в зависимости от его этажности приведено в таблице 50. Расчёт выполнен на основании удельных показателей максимальной тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию жилых домов из приложения «В» в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» для зданий после 2015 года постройки.
4. Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию для перспективного общественного фонда в зависимости от назначения и его этажности приведено в таблице 51. При расчётах оптимальная температура воздуха внутри помещений принята на основании указаний ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях».
5. Удельные среднечасовые тепловые нагрузки на нужды ГВС приведены в таблице 52. Расчёт выполнен на основании данных из приложения «Г» в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».

Таблица 50 Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию для перспективного жилищного фонда.

№пп	Вид жилищного фонда	Измеритель	Удельный показатель максимальной тепловой нагрузки на отопление и вентиляцию жилых домов, Вт/м2	Расчётная удельная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию на 1м2, Гкал/ч	Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию на 1м2, Гкал/год
1	2	3	4	5	6
1	1-3 этажные многоквартирные отдельностоящие	1 метр квадратный общей площади	77	0,0000662	0,1713
2	2-3 этажные многоквартирные блокированные	1 метр квадратный общей площади	64	0,0000550	0,1424
3	4-6 этажные	1 метр квадратный общей площади	55	0,0000473	0,1224
4	7-10 этажные	1 метр квадратный общей площади	48	0,0000413	0,1068
Примечание		Данные из приложения «В» в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Для жилых зданий строительства после 2015 года при расчётной температуре наружного воздуха для проектирования отопления -34°C		расчёт. По формуле: «кол. №4»·8,6·10 ⁻⁷	расчёт по формуле: «кол. №5»·233·24/2,069

Таблица 51 Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию для перспективного общественного фонда.

№пп	Тип здания	Измеритель	Этажность зданий							
			1	2	3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше
Нормируемая (базовая) удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий в зависимости от их этажности										
(данные из таблицы 14 в СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий»), Вт/(м³·С°)										
1.1	Жилые многоквартирные здания, гостиницы, общежития	1 метр кубический отапливаемого объёма	0,455	0,414	0,372	0,359	0,336	0,319	0,301	0,29
1.2	Общественные здания кроме перечисленных в строках 1.3-1.6	1 метр кубический отапливаемого объёма	0,487	0,44	0,417	0,371	0,359	0,342	0,324	0,311
1.3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	1 метр кубический отапливаемого объёма	0,394	0,382	0,371	0,359	0,348	0,336	0,324	0,311
1.4	Дошкольные учреждения, хосписы	1 метр кубический отапливаемого объёма	0,521	0,521	0,521	—	—	—	—	—
1.5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	1 метр кубический отапливаемого объёма	0,266	0,255	0,243	0,232	0,232	—	—	—
1.6	Административного назначения	1 метр кубический отапливаемого объёма	0,417	0,394	0,382	0,313	0,278	0,255	0,232	0,232
Нормируемая (базовая) удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию зданий в зависимости от их этажности										
(расчёт выполнен на 1м2 отапливаемой площади при высоте потолков 2,8м), Вт/(м²·С°)										
2.1	Жилые многоквартирные здания, гостиницы, общежития	1 метр квадратный отапливаемой площади	1,274	1,159	1,042	1,005	0,941	0,893	0,843	0,812
2.2	Общественные здания кроме перечисленных в строках 2.3-2.6	1 метр квадратный отапливаемой площади	1,364	1,232	1,168	1,039	1,005	0,958	0,907	0,871
2.3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	1 метр квадратный отапливаемой площади	1,103	1,070	1,039	1,005	0,974	0,941	0,907	0,871
2.4	Дошкольные учреждения, хосписы	1 метр квадратный отапливаемой площади	1,459	1,459	1,459	—	—	—	—	—
2.5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,745	0,714	0,680	0,650	0,650	—	—	—
2.6	Административного назначения	1 метр квадратный отапливаемой площади	1,168	1,103	1,070	0,876	0,778	0,714	0,650	0,650
Расчётная удельная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию 1м2 для зданий с классом энергоэффективности "С"(нормальный), Гкал/ч										
(расчёт выполнен при расчётных температурах воздуха внутри помещений (Твн) и наружного воздуха для проектирования отопления (Тн= - 34°С)										
3.1	Жилые многоквартирные здания, гостиницы, общежития (Твн=20°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,0000592	0,0000538	0,0000484	0,0000467	0,0000437	0,0000415	0,0000391	0,0000377
3.2	Общественные здания кроме перечисленных в строках 3.3-3.6 (Твн=16°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,0000586	0,0000530	0,0000502	0,0000447	0,0000432	0,0000412	0,0000390	0,0000374
3.3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты (Твн=20°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,0000512	0,0000497	0,0000482	0,0000467	0,0000453	0,0000437	0,0000421	0,0000404
3.4	Дошкольные учреждения, хосписы (Твн=20°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,0000677	0,0000677	0,0000677	—	—	—	—	—
3.5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады (Твн=16°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,0000320	0,0000307	0,0000293	0,0000279	0,0000279	—	—	—
3.6	Административного назначения (Твн=18°С)	1 метр квадратный отапливаемой площади	0,0000522	0,0000493	0,0000478	0,0000392	0,0000348	0,0000319	0,0000291	0,0000291

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

№пп	Тип здания	Измеритель	Этажность зданий							
			1	2	3	4,5	6,7	8,9	10,11	12 и выше
Расчётная удельная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию 1м2 для зданий с классом энергоэффективности "D"(пониженный-отклонение от класса "С" на +33%), Гкал/ч (расчёт выполнен при расчётных температурах воздуха внутри помещений (Твн) и наружного воздуха для проектирования отопления (Тн= - 34°С)										
4.1	Жилые многоквартирные здания, гостиницы, общежития (Твн=20°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,0000787	0,0000716	0,0000643	0,0000621	0,0000581	0,0000552	0,0000521	0,0000502
4.2	Общественные здания кроме перечисленных в строках 4.3-4.6 (Твн=16°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,0000780	0,0000705	0,0000668	0,0000594	0,0000575	0,0000548	0,0000519	0,0000498
4.3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты (Твн=20°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,0000681	0,0000661	0,0000642	0,0000621	0,0000602	0,0000581	0,0000560	0,0000538
4.4	Дошкольные учреждения, хосписы (Твн=20°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,0000901	0,0000901	0,0000901	—	—	—	—	—
4.5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады (Твн=16°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,0000426	0,0000408	0,0000389	0,0000372	0,0000372	—	—	—
4.6	Административного назначения (Твн=18°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,0000694	0,0000656	0,0000636	0,0000521	0,0000463	0,0000425	0,0000386	0,0000386
Расчётное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию на 1м2 для зданий с классом энергоэффективности "С"(нормальный), Гкал/год (расчёт выполнен при продолжительности отопительного периода - 223сут., расчётных температурах воздуха внутри помещений (Твн) и средней температуре наружного воздуха за отопительный период - 6,1°С)										
5.1	Жилые многоквартирные здания, гостиницы, общежития (Твн=20°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,153044	0,139254	0,125126	0,120754	0,113017	0,107299	0,101245	0,097545
5.2	Общественные здания кроме перечисленных в строках 5.3-5.6 (Твн=16°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,138733	0,125344	0,118792	0,105688	0,102269	0,097426	0,092299	0,088595
5.3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты (Твн=20°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,132526	0,128490	0,124790	0,120754	0,117054	0,113017	0,108981	0,104608
5.4	Дошкольные учреждения, хосписы (Твн=20°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,175244	0,175244	0,175244	—	—	—	—	—
5.5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады (Твн=16°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,075776	0,072642	0,069224	0,066090	0,066090	—	—	—
5.6	Административного назначения (Твн=18°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,129497	0,122355	0,118628	0,097201	0,086331	0,079189	0,072046	0,072046
Расчётное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию на 1м2 для зданий с классом энергоэффективности "D"(пониженный-отклонение от класса "С" на +33%), Гкал/год (расчёт выполнен при продолжительности отопительного периода - 223сут., расчётных температурах воздуха внутри помещений (Твн) и средней температуре наружного воздуха за отопительный период - 6,1°С)										
6.1	Жилые многоквартирные здания, гостиницы, общежития (Твн=20°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,203549	0,185207	0,166418	0,160602	0,150313	0,142708	0,134655	0,129735
6.2	Общественные здания кроме перечисленных в строках 6.3-6.6 (Твн=16°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,184515	0,166707	0,157993	0,140564	0,136018	0,129577	0,122757	0,117832
6.3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты (Твн=20°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,176260	0,170892	0,165971	0,160602	0,155681	0,150313	0,144945	0,139129
6.4	Дошкольные учреждения, хосписы (Твн=20°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,233075	0,233075	0,233075	—	—	—	—	—
6.5	Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки, склады (Твн=16°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,100782	0,096614	0,092068	0,087900	0,087900	—	—	—
6.6	Административного назначения (Твн=18°С)	1 метр квадратный отопливаемой площади	0,172231	0,162732	0,157775	0,129277	0,114821	0,105321	0,095822	0,095822

Таблица 52 Удельные среднечасовые тепловые нагрузки на нужды ГВС.

№пп	Потребители	Измеритель	Норма расхода горячей воды, л/сут	Норма общей/полезной площади на 1 измеритель, м2/чел	Удельная величина тепловой энергии, Вт/м2	Среднесуточная тепловая нагрузка на ГВС на 1 измеритель, Гкал/ч	Расход тепловой энергии на ГВС на 1 измеритель при круглогодичном ГВС, Гкал/год	Расход тепловой энергии на ГВС на 1 измеритель при ГВС в течении отопительного сезона, Гкал/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Жилые дома независимо от этажности, оборудованные умывальниками, мойками и ваннами, с квартирными регуляторами давления	1 житель	105	25	12,2	0,00026	2,23480	1,40383
2	То же, с заселенностью 20 м²/чел	1 житель	105	20	15,3	0,00026	2,24212	1,40843
3	То же, с умывальниками, мойками и душевыми	1 житель	85	18	13,8	0,00021	1,82008	1,14332
4	Гостиницы и пансионаты с душами во всех отдельных номерах	1 проживающий	70	12	17	0,00018	1,49475	0,93895
5	Больницы с санитарными узлами, приближенными к палатам	1 больной	90	15	17,5	0,00023	1,92339	1,20821
6	Поликлиники и амбулатории	1 больной в смену	5,2	13	1,5	0,00002	0,14288	0,08975
7	Детские ясли и сады с дневным пребыванием детей и столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	11,5	10	3,1	0,00003	0,22714	0,14268
8	Административные здания	1 работающий	5	10	1,3	0,00001	0,09525	0,05984
9	Общеобразовательные школы с душевыми при гимнастических залах и столовыми на полуфабрикатах	1 учащийся	3	10	0,8	0,00001	0,05862	0,03682
10	Физкультурно-оздоровительные комплексы	1 человек	30	5	17,5	0,00008	0,64113	0,40274
11	Предприятия общественного питания для приготовления пищи реализуемой в обеденном зале	1 посетитель	12	10	3,2	0,00003	0,23447	0,14729
12	Магазины продовольственные	1 работающий	12	30	1,1	0,00003	0,24180	0,15189
13	Магазины промтоварные	1 работающий	8	30	0,7	0,00002	0,15387	0,09666
Примечание		Данные из приложения "Г" в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»				расч. по форм. К5-К6-8,6·10 ⁻⁷	расч. по форм. К7-355·24	расч. по форм. К7-223·24

Часть 2.4 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.

В качестве расчетного элемента территориального деления (РЭТД) в данной работе принята зона действия системы теплоснабжения.

Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя до 2030г. в зоне действия СЦТ «Лесное» приведён в таблице 53. Прогноз был выполнен на основании положений Главы 5, в том числе с учётом отключения от СЦТ ветхого жилищного фонда, перевода объектов индивидуальной жилищной застройки, одноэтажной блокированной застройки и отдельных удалённых (обособленных) объектов на децентрализованное теплоснабжение.

Часть 2.5 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе.

Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя до 2030г. с разделением по видам теплоснабжения в зонах действия индивидуального теплоснабжения п. Совхозный не выполнялся по причине отсутствия данных о планируемых объёмах потребления тепловой энергии.

Часть 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 теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.

Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя до 2030г. с разделением по видам теплоснабжения в производственных зонах п. Совхозный не выполнялся по причине отсутствия данных о планируемых объёмах потребления тепловой энергии.

Таблица 53 Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя в зоне действия СЦТ «Лесное».

№пп	Составляющая баланса	ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Численность населения пользующегося услугами ГВС от СЦТ.	чел.	490	490	490	490	485	480	475
	Время работы системы ГВС	суток	223	223	223	223	355	355	355
	Коэффициент часовой неравномерности водопотребления (Кч)	у.е.	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75
2	Прирост потребления тепловой энергии на отопление и вентиляцию нарастающим итогом.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.1	многоквартирный жилищный фонд (новое строительство)	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.2	индивидуальный жилищный фонд и жилищный фонд блокированной застройки (новое строительство)	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.3	общественно-деловой фонд	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

№пп	Составляющая баланса	ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
3	Прирост потребления тепловой энергии на ГВС нарастающим итогом за счёт подключения новых потребителей.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.1	многоквартирный жилищный фонд (новое строительство)	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.2	индивидуальный жилищный фонд и жилищный фонд блокированной застройки (новое строительство)	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3.3	общественно-деловой фонд	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Прирост потребления тепловой энергии на ГВС нарастающим итогом за счёт перевода существующих потребителей на круглогодичное ГВС.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	220,0	220,0	220,0
4.1	жилищный фонд	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	220,0	220,0	220,0
4.2	общественно-деловой фонд	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Прирост потребления тепловой энергии на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	Снижение потребления тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции за счёт отключения потребителей от системы теплоснабжения нарастающим итогом.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	107,5	147,5	191,1
6.1	перевод индивидуального жилищного фонда и жилищного фонда блокированной застройки на отопление от индивидуальных теплогенераторов	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	40,0	80,0	123,6
6.2	перевод МКД на поквартирное теплоснабжение	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6.3	отключение ветхого жилищного фонда	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	67,5	67,5	67,5
6.4	перевод общественно-делового фонда на отопление от индивидуальных теплогенераторов	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Снижение потребления тепловой энергии на нужды ГВС за счёт отключения потребителей от системы теплоснабжения нарастающим итогом.	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5	7,5	8,9
7.1	перевод индивидуального жилищного фонда и жилищного фонда блокированной застройки на ГВС от индивидуальных водонагревателей	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	3,0	4,4
7.2	перевод МКД на ГВС от индивидуальных водонагревателей	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7.3	отключение ветхого жилищного фонда	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5	4,5	4,5
7.4	перевод общественно-делового фонда на ГВС от индивидуальных водонагревателей	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Снижение потребления тепловой энергии на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	Гкал/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Расчётный полезный отпуск тепловой энергии, всего	Гкал/год	4693	4693	4693	4693	4799	4758	4713
9.1	нужды отопления и вентиляции	Гкал/год	4348	4348	4348	4348	4241	4201	4157
9.2	нужды ГВС	Гкал/год	344	344	344	344	558	557	555
9.3	объекты ТСО	Гкал/год	0	0	0	0	0	0	0
10	Расчётный полезный отпуск тепловой энергии, всего	Гкал/год	4693	4693	4693	4693	4799	4758	4713
10.1	население	Гкал/год	4199	4199	4199	4199	4305	4264	4219
10.2	бюджетная сфера и прочие организации (общественно-деловой фонд)	Гкал/год	493	493	493	493	493	493	493
10.3	производственные предприятия с использованием тепловой энергии на технологические нужды	Гкал/год	0	0	0	0	0	0	0
10.4	объекты ТСО	Гкал/год	0	0	0	0	0	0	0
11	Расчётный объём теплоносителя, всего	тыс.м.куб ./ год	7,4	7,4	7,4	7,4	10,3	10,3	10,2
11.1	на подпитку теплосети	тыс.м.куб ./ год	2,44	2,44	2,44	2,44	2,37	2,34	2,31
11.2	на нужды ГВС из открытых систем	тыс.м.куб ./ год	4,9	4,9	4,9	4,9	8,0	8,0	7,9

Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения.

Часть 3.1. Описание геоинформационной системы Zulu 8.

3.1.1 Общие положения.

Подробное руководство пользователя имеется в свободном доступе на сайте ООО «Политерм».

Ссылки: <https://www.politerm.com/products/geo/zulugis/manual/>;

<https://www.politerm.com/products/hydro/zuluhydro/manual/>.

Демо-версию ГИС «Zulu» можно бесплатно скачать с сайта ООО«Политерм»

<https://www.politerm.com/> и установить на неограниченное количество АРМ.

Геоинформационная система (ГИС) – информационная система, обеспечивающая сбор, хранение, обработку, доступ, отображение и распространение пространственно-координированных данных.

ГИС Zulu хранит два типа информации — графическую и семантическую. Структурная схема представления информации изображена на рисунке ниже.



Графические данные — это набор графических слоев системы. Графический слой представляет собой совокупность пространственных объектов, относящихся к одной теме в пределах некоторой территории и в системе координат, общих для набора слоев.

Семантические данные представляют собой описание по объектам графической базы. Информация в семантическую базу данных заносится пользователем. Семантическая база данных представляет собой набор таблиц, информационно связанных друг с другом. Одна из таблиц должна обязательно содержать поле связи с картой (по умолчанию это поле называется SYS), т.е. поле, в которое заносятся ключевые значения (ID) графических объектов.

Объекты

В системе Zulu используются следующие типы объектов:

- растровые объекты
- векторные объекты

Растровые объекты

Растровым объектом является растровый графический файл в формате BMP, TIFF, PCX, GIF и JPG, который привязывается к территории заданием координат его углов на местности. К растровым объектам семантическая информация не привязывается.

Векторные объекты

Векторные объекты, в отличие от растровых, описываются координатами. В зависимости от структуры объекта, система использует следующие векторные графические типы объектов:

- символные (узловые) объекты;
- линейные объекты (ломанные);
- комбинированные линейные объекты;
- площадные объекты (полигоны);
- комбинированные площадные объекты»;
- текстовые объекты.

Группы графических объектов объединяются в слои графической информации. Информация о слое образует независимую графическую базу данных.

Слои

Слой – совокупность пространственных объектов, относящихся к одной теме (классу объектов) в пределах некоторой территории и в системе координат, общих для набора слоев. Послойное или многослойное представление является наиболее распространенным способом организации пространственных данных в послойно-организованных ГИС.

Слой является основной информационной единицей системы Zulu. Слои предназначены для хранения графических объектов. Внутри слоя каждый объект имеет идентификатор (ключ), его также называют ID объекта.

Идентификатор (ID) – уникальный (в пределах слоя) номер, приписываемый пространственному объекту слоя, присваивается автоматически, служит для связи позиционной и непозиционной части пространственных данных.

Типы слоев

По способу хранения графической информации существуют следующие слои:

- векторный слой;
- растровый слой;
- слои рельефа

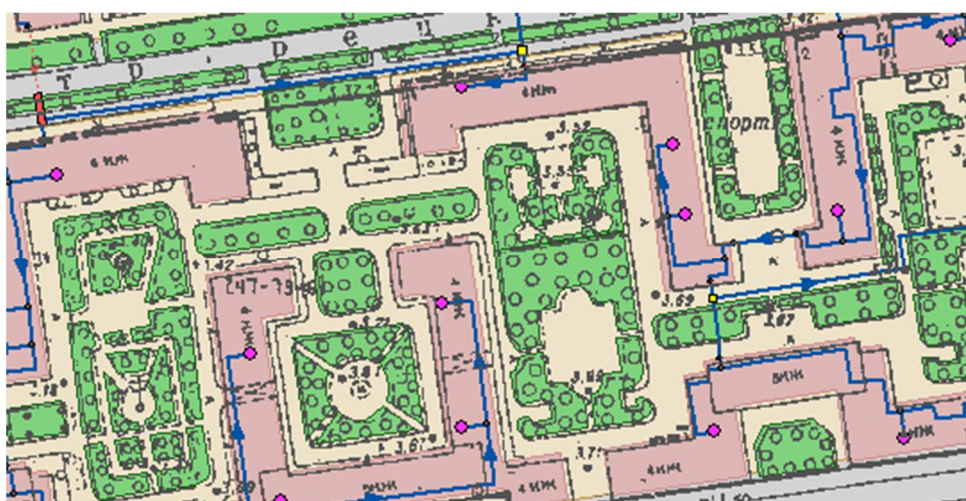
Карты

Карта является основным документом системы Zulu. Она содержит список слоев с параметрами их отображения, характерными для данной карты. Карта может иметь одно или несколько окон. Через окна карты пользователь может работать со слоями карты: просматривать, осуществлять запросы, редактировать, выводить на печать и т.д. Физически карта является двоичным файлом с расширением *zmp*. Карта хранит основные параметры, перечисленные в таблице.

Следует отметить, что карта **не** содержит графической информации. Графическая информация находится в слоях, а карта хранит **только** список их имен. При этом слои и файлы карты могут располагаться на компьютере в разных местах. Удалив с диска файл карты, можно потерять только настройки отображения слоев для данной карты.

Ниже приведен пример карты с загруженными слоями. Загруженные слои: Растр, Кварталы, Зеленые насаждения, Здания, Теплоснабжение.

Параметр	Описание
Имя карты	Полное название (с путем) файла карты.
Название карты	Пользовательское название карты, отражающее ее содержание.
Цвет фона	Цвет фона окна карты.
Проекция	Информация о картографической проекции и системе координат карты.
Центр отображения	Координаты точки, являющейся отображаемой в центре окна карты.
Масштаб отображения	Число, определяющее текущий масштаб карты на экране; изменение данного параметра позволяет увеличивать и уменьшать изображение.
Список слоев	Список имен слоев входящих в карту.
Активный слой	Имя активного слоя. Слоя, который в данный момент реагирует на запросы с экрана и участвует в ряде других операций с картой.
Параметры слоя	Набор параметров, относящихся к настройке слоя для данной карты: текущая семантическая база данных слоя, текущий тематический файл слоя, текущий файл надписей, общие параметры отображения для векторных слоев (цвет, стиль и т.д.).
Макеты для печати	Макеты печати, внедренные в карту.



Пример карты с загруженными слоями.

Моделирование сетей

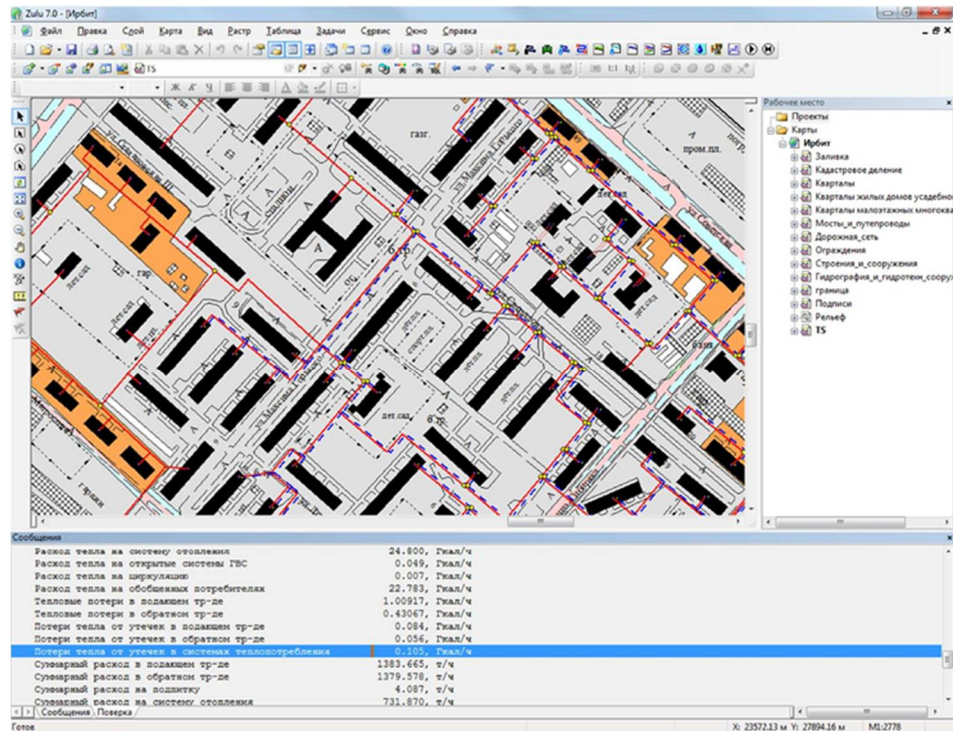
Zulu поддерживает линейно-узловую топологию, что позволяет моделировать инженерные сети. Линейно-узловое представление (векторно-топологическое представление) – разновидность векторного представления линейных и полигональных пространственных объектов, описывающего не только их геометрию, но и топологические отношения между полигонами, дугами и узлами.

Система Zulu позволяет создавать классифицируемые объекты, имеющие несколько режимов (состояний), каждое из которых (состояний) имеет свой стиль отображения на карте (схеме). При этом ввод сетей производится с автоматическим кодированием топологии. Нарисованная на экране сеть сразу готова для топологического анализа (информация о связях между объектами заносится автоматически).

В системе предусмотрены средства редактирования инженерных сетей, включающие возможность создания объектов инженерной сети, нанесения сети на карту, а также контроля действий пользователя при определении компонентов сети или изменении ее конфигурации.

3.1.2 Программно-расчётный комплекс ZuluThermo.

Пакет ZuluThermo позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчеты.



Пример внешнего вида электронной модели

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением к сети индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) и центральных тепловых пунктов (ЦТП) по нескольким десяткам схемных решений, применяемых на территории России.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплоснабжения, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Состав задач:

- Построение расчетной модели тепловой сети.
- Паспортизация объектов сети.
- Наладочный расчет тепловой сети.
- Поверочный расчет тепловой сети.
- Конструкторский расчет тепловой сети.
- Расчет требуемой температуры на источнике. Целью задачи является определение минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у заданного потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной.
- Коммутационные задачи.
- Построение пьезометрического графика.
- Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.
- Построение расчетной модели тепловой сети.

При работе в геоинформационной системе сеть достаточно просто и быстро заноситься с помощью мышки или по координатам. При этом сразу формируется расчетная модель. Остается лишь задать расчетные параметры объектов и нажать кнопку выполнения расчета.

Часть 3.2. Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе сельского поселения с полным топологическим описанием связности объектов.

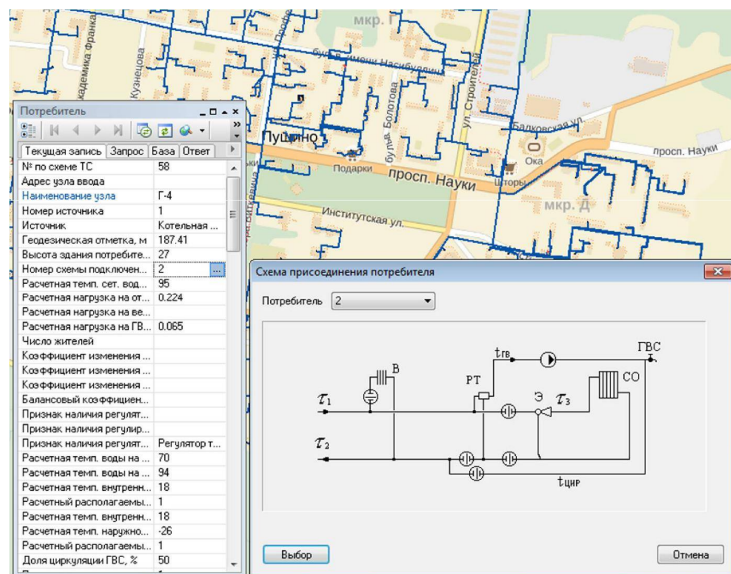
Электронная модель системы теплоснабжения сельского поселения содержит графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения с полным топологическим описанием связности объектов.

В электронной модели система теплоснабжения представлена следующими основными объектами: источник, участок, потребитель, узлы: центральный тепловой пункт (ЦТП), насосная станция, запорно-регулирующая арматура и другие элементы системы теплоснабжения. Все элементы системы являются узлами, а участки тепловой сети - дугами связанного графа математической модели. Каждый объект математической модели относится к определенному типу и имеет режимы работы, соответствующие его функциональному назначению.

В процессе занесения схемы с помощью специализированного редактора, входящим в ZuluThermo автоматически формируется графическая база данных, в которой содержится информация о координатах, типе и режиме работы каждого объекта, а также с какими узловыми объектами связаны линейные связи (участки сети). Таким образом, создается топологическое описание связности расчетной схемы сети.

Часть 3.3. Паспортизация объектов системы теплоснабжения.

Электронная модель обеспечивает паспортизацию технических характеристик элементов системы теплоснабжения, которая позволяет учитывать индивидуальные технические характеристики реальных объектов при выполнении расчетных задач.



Графическое представление системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения с полным топологическим описанием связности объектов (пример)

Система паспортизации включает описания следующих основных объектов:

- Источник;
- Участок;
- Потребитель;
- Обобщенный потребитель;
- ЦТП;
- Узел;

- Насосная станция;
- Задвижка.

При необходимости элементы базы данных паспорта могут быть заменены, убраны, добавлены и перегруппированы.

Часть 3.4. Паспортизацию и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное.

Электронная модель обеспечивает паспортизацию технических характеристик элементов территориального деления, включая административное, в том числе:

- создание базы данных по существующим и перспективным объектам капитального строительства с указанием технических характеристик (площадь, год постройки, этажность, количество жителей и т.д);
- выборку объектов капитального строительства по заданным условиям (входящих в заданный квартал и/или выборка по году постройки и/или по виду ОКС и т.д).

Часть 3.5. Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть.

Расчетный блок электронной модели включает различного рода теплогидравлические расчеты тепловых сетей:

- наладочный расчет тепловой сети;
- поверочный расчет тепловой сети;
- конструкторский расчет тепловой сети.

В алгоритме расчетов лежат следующие основные зависимости

Определение расчетных расходов теплоносителя

Расчетный расход сетевой воды на систему отопления (СО), присоединенную по зависимой схеме, определяется по формуле:

$$G_{c.p.} = \frac{Q_{o.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.p.} - \tau_{2.p.})}, \text{ т/ч}$$

где Q_{op} - расчетная нагрузка на систему отопления, Гкал/ч;

τ_{1p} - температура воды в подающем трубопроводе тепловой сети при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления,

τ_{2p} - температура воды в обратном трубопроводе системы отопления при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые сети (количество колец в сети неограниченно), а также двух, трех, четырехтрубные или многотрубные системы теплоснабжения, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Программа предусматривает выполнение теплогидравлического расчета системы централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам. Используются 32 схемных решения подключения потребителей, а также 29 схем присоединения ЦТП.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети. Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Результаты расчетов могут быть экспортированы в MS Excel, наглядно представлены с помощью тематической раскраски и пьезометрических графиков. Картографический материал и схема тепловых сетей может быть оформлена в виде документа с использованием макета печати.

3.5.1. Наладочный расчет тепловой сети.

Целью наладочного расчета является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. В результате расчета осуществляется подбор элеваторов и их сопел, производится расчет смесительных и дросселирующих устройств, определяется количество, место установки и диаметр дроссельных шайб. Расчет может производиться при известном располагаемом напоре на источнике и его автоматическом подборе в случае, если заданного напора недостаточно.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), величина избыточного напора у потребителей, температура внутреннего воздуха.

Дросселирование избыточных напоров на абонентских вводах производят с помощью сопел элеваторов и дроссельных шайб. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами устанавливаются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах в зависимости от необходимого для системы гидравлического режима. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками.

Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

3.5.2. Поверочный расчет тепловой сети.

Целью поверочного расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количества тепловой энергии, получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике тепла.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе в аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температуры внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплопотребления. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между

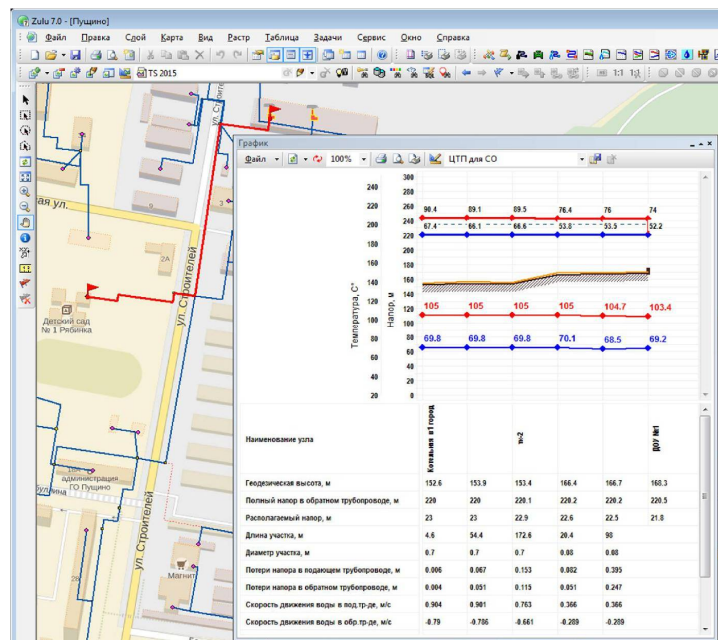
источником и потребителями. Определяются потребители и соответствующий им источник, от которого данные потребители получают воду и тепловую энергию.

3.5.3. Конструкторский расчет тепловой сети.

Целью конструкторского расчета является определение диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике.

Данная задача может быть использована при выдаче разрешения на подключение потребителей к тепловой сети, так как в качестве источника может выступать любой узел системы теплоснабжения, например, тепловая камера. Для более гибкого решения данной задачи предусмотрена возможность изменения скорости движения воды по участкам тепловой сети, что приводит к изменению диаметров трубопровода, а значит и располагаемого напора в точке подключения.

В результате расчета определяются диаметры трубопроводов тепловой сети, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети, располагаемые напоры на потребителях.



Результат гидравлического расчёта сетей теплоснабжения с построением пьезометрического графика (пример)

Часть 3.6. Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Моделирование переключений, выполняемых в тепловых сетях, осуществляется решением коммутационных задач, в результате решения которых возможно проведение анализа изменения режимов работы тепловых сетей из-за отключения задвижек или участков сети. В результате решения этих задач определяются объекты, попавшие под отключение. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет.

Суммируются объемы воды во всех попавших под отключение участков тепловой сети в подающем, обратном трубопроводе и объем воды внутренних систем теплопотребления.

По каждому потребителю суммируются расчетные нагрузки:

- на отопление;
- на вентиляцию;
- на ГВС.

Запуск расчета.

Запуск решения коммутационных задач осуществляется командой из главного меню «Задачи/Коммутационные задачи».

Далее проводится анализ переключений или поиск в слое-подложке. «Анализ переключений».

При анализе переключений определяются объекты, которые попадают под отключения и включает в себя:

- вывод информации по отключенным объектам сети;
- расчет объемов внутренних систем теплопотребления и нагрузок на системы теплопотребления при данных изменениях в сети;
- отображение результатов расчета на карте в виде тематической раскраски;
- вывод табличных данных в отчет, с последующей возможностью их печати, экспорта в формат MS Excel или HTML.

Запуск анализа переключений.

Запуск анализа переключений выполняется в следующем порядке:

Запускается решение «Коммутационных задач».

Выполняется выбор «Анализа переключений».

Выполняется вызов диалога настроек программы.

Выполняется выбор на карте запорного устройства (участка), для которого производится отключение. Выбранный объект добавляется в список переключаемых объектов сети. После выбора на карте автоматически отобразится в виде раскраски расчетная зона отключенных участков сети.

Выполняется выбор необходимого вида переключения.

Виды переключений:

«Включить» - режим объекта устанавливается на «Включен»;

«Выключить» - режим объекта устанавливается на «Выключен»;

«Изолировать от источника» - режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся изолирующая объект от источника запорная арматура.

«Отключить от источника» - режим объекта устанавливается на «Выключен». При этом автоматически добавляется в список и переводится в режим отключения вся отключающая объект от источника запорная арматура.

Выполняется запуск («Выполнить») расчета коммутационной задачи. В результате выполнения задачи появится браузер «Просмотр результата», содержащий табличные данные результатов расчета. Вкладки браузера содержат таблицы попавших под отключение объектов сети и итоговые значения результатов расчета.

Работа со списком объектов

В список объектов добавляются объекты, выбираемые из активного слоя карты в следующем порядке:

На карте выделяется запорное устройство (участок), для которого будет производиться отключение.

Объект добавляется в список. При передвижении по списку, на карте автоматически выделяется соответствующий объект. Если объект не попадает в видимую область карты, то вид устанавливается таким образом, чтобы объект оказался в центре карты.

При выбранной вкладке «Анализ переключений» просматривается и распечатывается отчет по списку объектов. Поля для подготовки отчета выбираются из настроек соответствующего типа объекта сети.

Просмотр результатов расчета.

Вывод результатов анализа переключений осуществляется в окно, вкладки которого содержат таблицы попавших под отключение объектов сети и итоговые значения результатов расчета.

Окно «Просмотр результата» содержит табличные данные результатов расчета, а также таблицы попавших под отключения объектов. При выделении записи в таблице, на карте автоматически выделяется соответствующий объект.

Часть 3.7. Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии.

Тепловая нагрузка по зонам действия источников тепловой энергии определяется в соответствии с данными, занесенными в электронную модель, именно потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха может быть основано на анализе тепловых нагрузок потребителей, установленных в договорах теплоснабжения, договорах на поддержание резервной мощности, в долгосрочных договорах теплоснабжения, цена которых определяется по соглашению сторон, и долгосрочных договорах теплоснабжения, в отношении которых установлен долгосрочный тариф, с разбивкой тепловых нагрузок на максимальное потребление тепловой энергии на отопление, вентиляцию, кондиционирование, горячее водоснабжение и технологические нужды.

В базу данных электронной модели заносится информация по установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто» источников тепловой энергии.

Указанные выше данные заносятся в электронную модель для существующего положения (1-й слой) и на перспективу до расчетного срока (2-й слой).

Для определения балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки по зонам действия источников тепловой энергии выполняется следующая последовательность действий:

В электронной модели выделяется источник тепловой энергии.

С помощью опции «Найти связанные» меню «Карта» вкладка «Топология» выделяются все подключенные к источнику тепловые сети и потребители.

С помощью опции «Добавить в группу» (правая клавиша манипулятора) выделенные объекты тепловой сети объединяются в группу.

С помощью опции «Информация» производится запрос по группе потребителей:

Сумма «Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч»;

Сумма «Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч»;

Сумма «Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч».

В результате запроса определяется суммарная подключенная тепловая нагрузка к источнику тепловой энергии.

Результаты запроса заносятся в базу данных источника в соответствующие поля:

«Текущая нагрузка на отопление, Гкал/час»;

«Текущая нагрузка на вентиляцию, Гкал/час»;

«Текущая нагрузка на ГВС, Гкал/час».

Аналогично запросами обрабатываются результаты наладочного расчета тепловой сети от выделенного источника. Если расчет выполнялся с включенными опциями «С учетом утечек» и «С учетом тепловых потерь», то в поле «Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/час» базы данных источника автоматически заносятся результаты расчета тепловых потерь.

После проведения описанных выше операций с электронной моделью для всех источников тепловой энергии формируется запрос к базе данных источников на выборку следующих данных:

- Наименование источника;
- Установленная мощность;
- Располагаемая мощность;
- Располагаемая мощность «нетто»;
- Текущая нагрузка на отопление;
- Текущая нагрузка на вентиляцию;
- Текущая нагрузка на ГВС;
- Тепловые потери в тепловых сетях.

При необходимости результаты обработки запроса могут быть выгружены во внешние таблицы типа *.xls.

По каждому источнику определяется резерв (дефицит) располагаемой тепловой мощности «нетто» и присоединенной тепловой нагрузки с учетом тепловых потерь.

Часть 3.8. Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя.

Целью данного расчета является определение нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по месяцам.

Определение нормируемых эксплуатационных часовых тепловых потерь производится на основании данных о конструктивных характеристиках всех участков тепловой сети (типе прокладки, виде тепловой изоляции, диаметре и длине трубопроводов и т.п.) при среднегодовых условиях работы тепловой сети исходя из норм тепловых потерь. Нормы тепловых потерь (плотность теплового потока) для участков тепловых сетей вводимых в эксплуатацию, или запроектированных до 1988 года, а также для участков тепловых сетей вводимых в эксплуатацию после монтажа, а также реконструкции или капитального ремонта, при которых производились работы по замене тепловой изоляции после 1988 года принимаются по специальным таблицам.

Определение часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях работы тепловой сети по нормам тепловых потерь осуществляется отдельно для подземной и надземной прокладок по формулам:

- для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм.}}^{\text{ср.г.}} = \sum (q_{\text{норм.}} \cdot L \cdot \beta)$$

- для надземной прокладки, отдельно по подающему и обратному трубопроводам:

$$Q_{\text{норм.п.}}^{\text{ср.г.}} = \sum (q_{\text{норм.п.}} \cdot L \cdot \beta), \text{ Ккал/ч}$$

$$Q_{\text{норм.о.}}^{\text{ср.г.}} = \sum (q_{\text{норм.о.}} \cdot L \cdot \beta), \text{ Ккал/ч}$$

$q_{\text{норм.}}$, $q_{\text{норм.п.}}$, $q_{\text{норм.о.}}$ - удельные (на один метр длины) часовые тепловые потери, определенные по нормам тепловых потерь для каждого диаметра трубопровода при среднегодовых условиях

работы тепловой сети, для подземной прокладки суммарно по подающему и обратному трубопроводам и отдельно для надземной прокладки, ккал/(м*ч);

L – длина трубопроводов на участке тепловой сети с диаметром d_n в двух-трубном исчислении при подземной прокладке и по подающей (обратной) линии при надземной прокладке, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматурой, компенсаторами, опорами. Принимается для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2 при диаметрах трубопроводов до 0,15 м и 1,15 при диаметрах 0,15 м и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки.

Значения удельных часовых тепловых потерь принимаются по нормам тепловых потерь для тепловых сетей, тепловая изоляция которых выполнена в соответствии с нормативными требованиями, или по нормам тепловых потерь (нормы плотности теплового потока) для тепловых сетей с тепловой изоляцией.

Значения удельных часовых тепловых потерь при среднегодовой разности температур сетевой воды и окружающей среды (грунта или воздуха), отличающейся от значений, приведенных в нормах, определяются путем линейной интерполяции или экстраполяции.

Интерполируется среднегодовая температура воды в соответствующем трубопроводе тепловой сети или на разность среднегодовых температур воды и грунта для данной тепловой сети (или на разность среднегодовых температур воды в соответствующих линиях и окружающего воздуха для данной тепловой сети).

Среднегодовая температура окружающей среды определяется на основании средних за год температур наружного воздуха и грунта на уровне заложения трубопроводов, принимаемых по климатологическим справочникам или по данным метеорологической станции. Среднегодовые температуры воды в подающей и обратной линиях тепловой сети находятся как среднеарифметические из среднемесячных температур в соответствующих линиях за весь период работы сети в течение года. Среднемесячные температуры воды определяются по утвержденному эксплуатационному температурному графику при среднемесячной температуре наружного воздуха.

Определение часовых тепловых потерь тепловыми сетями, теплоизоляционные конструкции которых выполнены в соответствии с нормами, принципиально не отличается от вышеприведенного. В то же время необходимо учитывать следующее:

- нормы приведены отдельно для тепловых сетей с числом часов работы в год более 5000, а также 5000 и менее;
- для подземной прокладки тепловых сетей нормы приведены отдельно для канальной и бесканальной прокладок;
- нормы приведены для абсолютных значений среднегодовых температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах, а не для разности среднегодовых температур сетевой воды и окружающей среды;
- удельные тепловые потери для участков подземной канальной и бесканальной прокладок для каждого диаметра трубопровода находятся путем суммирования тепловых потерь, определенных по нормам отдельно для подающего и обратного трубопроводов.

Среднегодовое значение температуры сетевой воды определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры воды по принятому температурному графику регулирования отпуска теплоты, со соответствующих ожидаемым значениям температуры наружного воздуха за весь период работы тепловой сети в течение года.

Ожидаемые среднемесячные значения температуры наружного воздуха и грунта определяются как средние значения из соответствующих статистических климатологических

значений за последние 5 лет по данным местной метеорологической станции или по климатологическим справочникам.

Среднегодовое значение температуры грунта определяется как среднее значение из ожидаемых среднемесячных значений температуры грунта на глубине залегания трубопроводов.

Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь. Результаты выполненных расчетов можно экспортировать в MS Excel.

Часть 3.9. Расчет показателей надежности теплоснабжения

Цель расчета - количественная оценка надежности теплоснабжения потребителей в ТС систем централизованного теплоснабжения и обоснование необходимых мероприятий по достижению требуемой надежности для каждого потребителя.

Обоснование необходимости реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии, осуществляется по результатам качественного анализа полученных численных значений. Проверка эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей, осуществляется путем сравнения исходных (полученных до реализации) значений показателей надежности, с расчетными значениями, полученными после реализации (моделирования реализации) этих мероприятий.

Часть 3.10. Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения.

В электронной модели группа объектов используется в различных режимах и операциях. Группа объектов формируется только в активном слое и отображается заданным цветом.

При изменении параметров группы выполняются операции по редактированию и преобразованию слоя.

В электронной модели реализована возможность проверить топологическую связанность элементов для рассматриваемых узлов. Проверяется связанность элементов сети.

Часть 3.11. Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). График изображает линии изменения давления в узлах сети по выбранному маршруту, например, от источника до одного из потребителей.

При этом на экран выводятся:

- линия давления в подающем трубопроводе,
- линия давления в обратном трубопроводе,
- линия поверхности земли,
- линия потерь напора на шайбе,
- высота здания,
- линия вскипания,
- линия статического напора.

Пьезометрический график строится по указанному пути. Путь указывается автоматически,

достаточно определить его начальный и конечный узлы. Если путей от одного узла до другого может быть несколько, то по умолчанию путь выбирается самый короткий, в том случае если исследуется другой путь, то указываются промежуточные узлы.

Цвет и стиль линий задается пользователем. В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, геодезическая отметка, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, величина дросселируемого напора на шайбах у потребителей, потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках тепловой сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Порядок построения пьезометрического графика

Порядок построения пьезометрического графика, следующий:

Активируется слой, содержащий тепловую сеть.

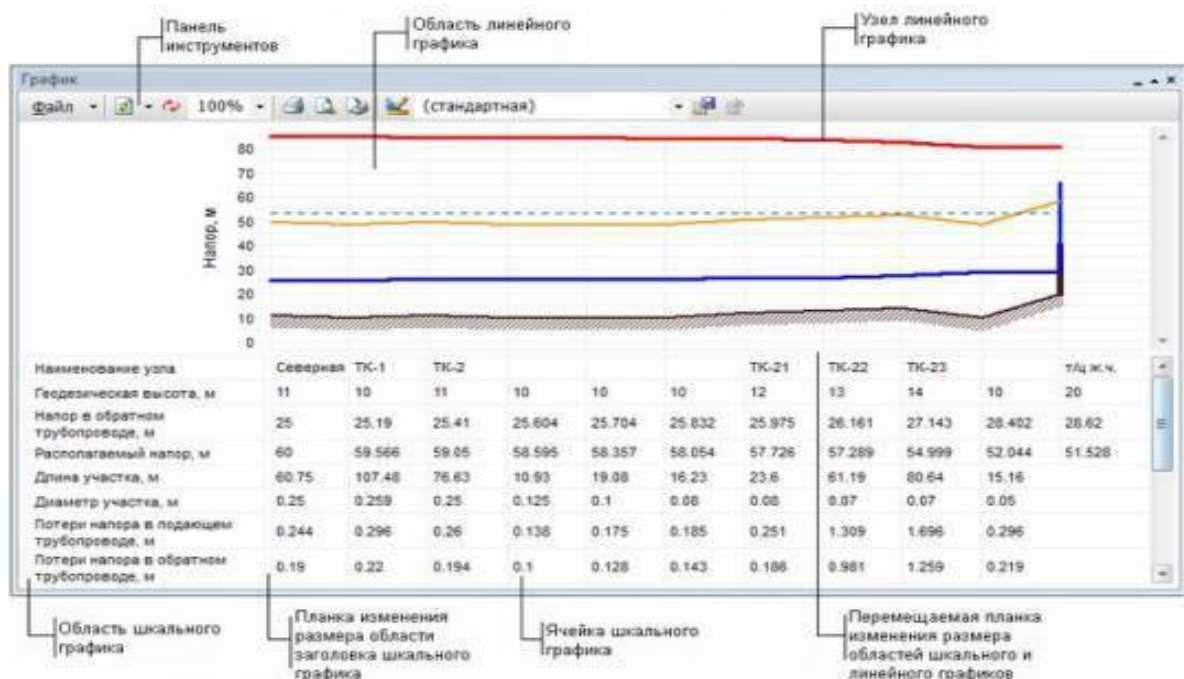
Выбирается режим установки флагов.

Выбирается начальный (например: источник) и конечный объект (например, проблемный потребитель) системы теплоснабжения.

В контекстном меню активируется команда «Найти путь». Выбранный маршрут для построения графика выделяется красным цветом.

В меню «Задачи» активируется команда «Пьезометрический график».

В результате выполнения команды в окно «График» выводятся результаты расчета пьезометрического графика для исследуемого участка сети в графическом и табличном виде.



Пример пьезометрического графика

На пьезометрическом графике отображаются (см. рис. выше):

- линия давления в подающем трубопроводе красным цветом;
- линия давления в обратном трубопроводе синим цветом;
- линия поверхности земли пунктиром;
- линия статического напора голубым пунктиром;
- линия давления вскипания оранжевым цветом.

Совмещение пьезометрических графиков выполняется в следующем порядке:

- Выполняется построение первого пьезографика.
- Выбирается новый путь для построения второго графика.
- В окне «График» в основном меню выбирается команда «Добавить», после чего новый график совмещается с предыдущим. При этом первый график прорисовывается более тусклым цветом, а второй график более ярким.

Настройка масштабирования графика выполняется путем установки курсора на заголовке окна «График». При этом масштабирование может выполняться вручную, автоматически по оси X и Y или равномерными отсчетами. При масштабировании графика выбирается способ определения длины участка: по масштабу с карты или по значению, записанному в поле базы данных по участкам сети.

При ручном масштабировании графика устанавливается маркер на строке «Соблюдать масштаб» и в правом поле вводится требуемый масштаб. Параметры отображения фона и сетки графика задаются установкой курсора в подменю «Фон и сетка».

Часть 3.12 Анализ гидравлических режимов.

3.12.1 Общие положения.

Электронная модель (ЭМ) СЦТ «Лесное» сформирована на базе геоинформационной системы «Zulu-8» (ГИС «Zulu-8»).

Файлы ЭМ находятся в папке «Совхоз-МОДЕЛЬ».

Для просмотра ЭМ необходимо:

- запустить демоверсию ГИС «Zulu»;
- выполнить команду Файл-Открыть нажатием левой кнопки мыши;
- открыть путь: *Совхоз-МОДЕЛЬ/СТ-Лесное*;
- запустить двойным нажатием левой кнопки мыши файл карты «СТ-Лесное»;

На экране отобразится ЭМ системы теплоснабжения Лесного СП.

Для просмотра ЭМ достаточно установить демоверсию ГИС Zulu, которая позволяет использовать разработанную электронную модель, в том числе:

- получать информацию по запросам, например: протяжённость сетей диаметром 100мм, или расчётная тепловая нагрузка МКД;
- просматривать топологию сетей;
- знакомиться с результатами гидравлических расчётов.
- сформировать собственную пользовательскую карту из набора имеющихся в ЭМ слоёв.

*Демо-версию ГИС «Zulu» можно бесплатно скачать с сайта ООО«Политерм»
<https://www.politerm.com/> и установить на неограниченное количество АРМ.*

Для изменения ЭМ и расчётов необходимо приобрести соответствующие программные модули.

Копии лицензий ГИС «Zulu-8» и ПРК «Zulu Thermo» (поверочный модуль) представлена в приложении 4.

Поверочный гидравлический расчёт калиброванной ЭМ позволяет сделать довольно точные выводы по гидравлическому и тепловому режимам системы теплоснабжения. Наладочный гидравлический расчёт калиброванной ЭМ позволяет определить параметры и точки установки дросселирующих устройств (шайб).

3.12.1 Поверочный гидравлический расчёт.

Схема сетей теплоснабжения СЦТ «Лесное» приведена на рис. 6

Поверочный гидравлический расчёт выполнен при следующих параметрах:

- расчётная температура наружного воздуха для проектирования - минус 34°C (из СП 131.13330.2020 «Строительная климатология»);
- средняя температура наружного воздуха в отопительный период – минус 6,1°C (из СП 131.13330.2020 «Строительная климатология»);
- среднегодовая температура грунта – плюс 2°C;
- среднегодовая температура в подвалах – плюс 5,0°C;
- коэффициент нагрузки отопления – 1,0 (расчётная тепловая нагрузка вероятнее всего выше фактической тепловой нагрузки);
- температура холодной воды – плюс 5°C;
- температура горячей воды – плюс 65°C;
- расчетный располагаемый напор на систему отопления – 2м.;
- расчетная темп. воды на выходе из системы отопления - 60°C;
- расчетная темп. воды на входе в систему отопления - 80°C;
- коэффициент тепловой аккумуляции зданий - 40ч;
- минимально допустимая температура в здании -12°C;
- нормы тепловых потерь теплопроводами – Россия, с 1998 по 2003гг.;
- поправочный коэффициент на нормы тепловых потерь теплопроводами – 1,2;
- шероховатость трубопроводов - 1мм;
- зарастание трубопроводов – 1 мм;
- коэффициент местного сопротивления трубопроводов – 1,1.

«Скан» («скрин-шот») результатов поверочного гидравлического расчёта по СЦТ «Лесное» представлены на рис. 18.

Источник ID=119 Котельная СЦТ "Лесное":

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	2.126, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	1.949, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.09481, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.06471, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.00455, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.00388, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	0.00849, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	222.748, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	222.476, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.272, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	222.686, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.06124, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.06124, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	0.14991, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	101.700, м
Давление в обратном трубопроводе	25.000, м
Располагаемый напор	76.700, м
Температура в подающем трубопроводе	80.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	70.536, °C
Суммарные затраты на тепловую энергию	0.000 руб/час
Затраты на тепловые потери в трубопроводах	0.000 руб/час

Расчет окончен!

Время – 00:00:02

Рисунок 18 Скрин-шот поверочного расчёта для СЦТ «Лесное».

Пьезометрические графики приведены на рисунках 8 и 9.

Перечень потребителей СЦТ «Лесное» и результаты поверочного гидравлического расчёта приведены в таблице 54.

Перечень участков сетей теплоснабжения СЦТ «Лесное» и результаты поверочного гидравлического расчёта приведены в таблице 56.

Перечень источников тепловой энергии СЦТ Лесного СП и результаты поверочного гидравлического расчёта приведены в таблице 55.

Выводы:

В таблице 56 «участки» синим цветом выделены те участки, скорость движения теплоносителя через которые менее 0,3 м/с, а красным – участки, скорость движения теплоносителя через которые выше 1,9 м/с. Из таблицы 56 видно, что скорость движения теплоносителя в отдельных трубопроводах отличается от оптимальных значений. Причины: завышены или, наоборот, занижены диаметры трубопроводов.

Оптимальная скорость теплоносителя в трубах зависит от внутреннего диаметра трубы и варьируется в пределах от 1,1 до 1,9 м/с. Зависимости оптимальной скорости воды от диаметра труб приведены на рис. 19 (ист. Журнал «Новости теплоснабжения» № 1, 2005 г.). Увеличение диаметра труб ведёт к увеличению капитальных затрат и тепловых потерь, но при этом снижаются затраты электроэнергии на транспортировку теплоносителя. Уменьшение диаметра труб ведёт к увеличению затрат электроэнергии.

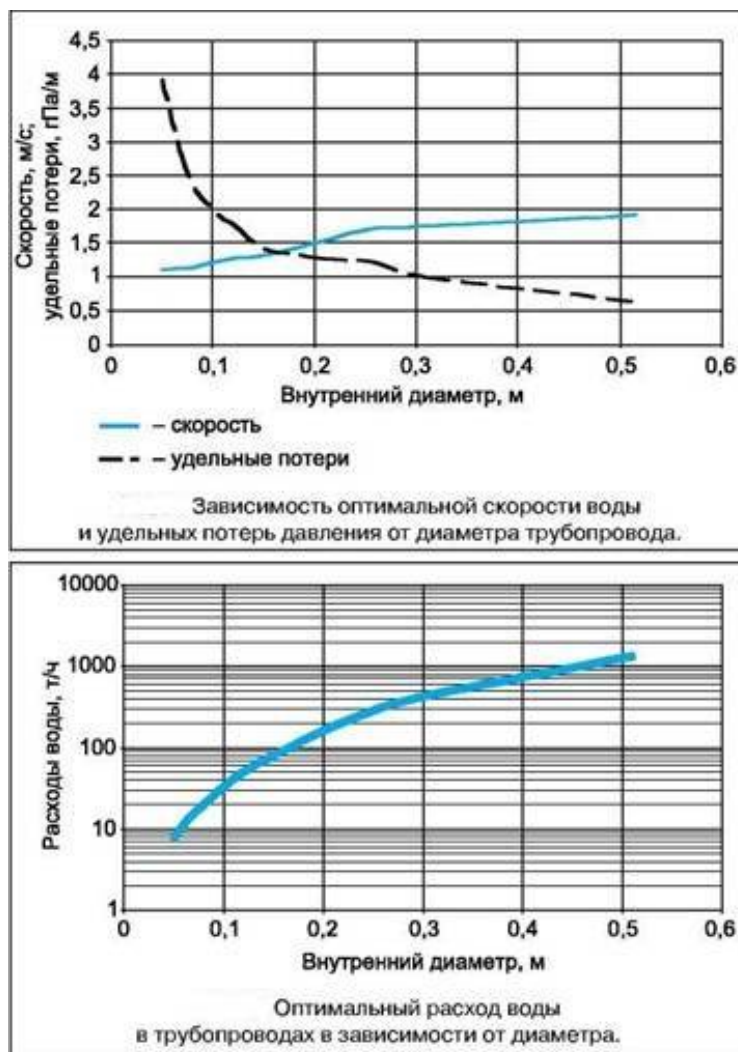


Рисунок 19 Зависимости оптимальной скорости воды от диаметра труб.

Расчётный расход теплоносителя при заданной тепловой нагрузке составляет $115 \text{ м}^3/\text{ч}$, поверочный расчёт показал расход теплоносителя – $223 \text{ м}^3/\text{ч}$ (см. таблицу 55). При заданных параметрах давления на «подаче» и «обратке» расход теплоносителя через систему завышен практически в два раза. При этом номинальная производительность сетевого насоса составляет $300 \text{ м}^3/\text{ч}$. Производительность сетевых насосов завышена почти в 3 раза, что приводит к перерасходу электроэнергии. Очевидно, что для поддержания заданного гидравлического режима приходится «зажимать» задвижку на выходе насоса.

Из таблицы 54 видно, что теплогидравлический режим тепловых сетей не оптимизирован (сети разбалансированы). В таблице 54 «потребители» синим цветом выделены те объекты, которые испытывают дефицит тепловой энергии, а красным – потребители, у которых наблюдается «перетоп». У большинства потребителей наблюдается «перетоп», вместе с тем, «конечные» потребители – дом №32 и дом №31, испытывают серьёзный дефицит тепла, что свидетельствует о нарушении гидравлического режима тепловой сети.

Существует проблема износа внутридомовых систем теплоснабжения в МКД. Необходима ежегодная пневмогидравлическая промывка систем теплоснабжения потребителей тепловой энергии, капитальный ремонт изношенных элементов внутридомовых систем теплоснабжения, балансировка распределения теплоносителя по внутридомовым стоякам, утепление ограждающих конструкций.

Выводы, приведённые в части 3.12, носят предварительный, оценочный характер. Для уточнения необходимо уточнить тепловые нагрузки, выполнить инструментальные замеры фактических расходов теплоносителя на участках сети и перепадов давления в контрольных точках (врезках), потом сравнить полученные значения с результатами поверочного гидравлического расчёта, а затем, при необходимости, выполнить «калибровку» (откорректировать параметры) ЭМ.

После строительства новой автоматической газовой блочно-модульной котельной в п. Совхозный следует выполнить корректировку и «калибровку» ЭМ, поверочный и наладочный расчёты, а затем выполнить гидравлическую наладку сетей путём установки балансировочных устройств с расчётными параметрами.

В основу расчётов при разработке проектов по реконструкции, строительству и техническому перевооружению сетей теплоснабжения должны быть заложены результаты соответствующих гидравлических расчётов «откалиброванной» ЭМ системы теплоснабжения.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 54 Перечень потребителей (отопление) и результаты поверочного гидравлического расчёта.

Адрес узла ввода (номер дома)	Наименование узла	Вид потребителя	Высота здания потребителя, м	Расчетная темп. сет. воды на входе в потреб., °С	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная темп. воды на выходе из СО, °С	Расчетная темп. воды на входе в СО, °С	Расчетная темп. внутреннего воздуха для СО, °С	Расчетный располагаемый напор в СО, м	Расход сетевой воды на СО, т/ч	Относительный расход воды на СО	Относительное количество теплоты на СО	Температура воды на входе в СО, °С	Температура воды на выходе из СО, °С	Температура внутреннего воздуха СО, °С	Количество шайб на под. тр-де перед СО, шт	Количество шайб на обр. тр-де после СО, шт	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м	Статический напор, м	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности
57	Гараж (ИП Батаргареева)	Прочие	3	75	0,008	70	90	16	2	9,544	5,965	1,06	79,1	78,2	19,2	0	0	71,158	106,93	35,77	434	1	1
32	МКД-№32	МКД	15	75	0,27394	70	90	20	2	4,721	0,086	0,82	78,9	31,3	10,3	0	0	0,015	69,31	69,3	434	1	1
31	МКД-№31	МКД	12	75	0,2192	70	90	20	2	4,845	0,111	0,87	79,3	40	12,8	0	0	0,024	69,32	69,29	434	1	1
20	ЖД(блок)-№20	Блок.ЖД	6	75	0,07058	70	90	20	2	3,26	0,231	0,96	78,7	58	17,7	0	0	0,107	71,36	71,26	434	1	1
18	ЖД(блок)-№18	Блок.ЖД	6	75	0,069948	70	90	20	2	9,343	0,668	1,03	79,6	71,9	21,8	0	0	0,892	71,76	70,87	434	1	1
19	ЖД(блок)-№19	Блок.ЖД	6	75	0,07227	70	90	20	2	7,841	0,543	1,02	79,4	69,9	21,2	0	0	0,589	71,61	71,02	434	1	1
28	ЖД(блок)-№28	Блок.ЖД	6	75	0,071166	70	90	20	2	2,737	0,192	0,94	79	54,5	16,8	0	0	0,074	69,34	69,27	434	1	1
21	ЖД(блок)-№21	Блок.ЖД	6	75	0,072361	70	90	20	2	4,094	0,283	0,98	79	61,7	18,8	0	0	0,16	74,39	74,23	434	1	1
22	ЖД(блок)-№22	Блок.ЖД	6	75	0,069218	70	90	20	2	10,11	0,73	1,04	79,5	72,4	21,9	0	0	1,067	74,85	73,78	434	1	1
23	ЖД(блок)-№23	Блок.ЖД	6	75	0,067312	70	90	20	2	10,316	0,766	1,04	79,6	72,9	22,1	0	0	1,174	74,9	73,72	434	1	1
27	ЖД(блок)-№27	Блок.ЖД	6	75	0,066443	70	90	20	2	6,157	0,463	1,02	79,5	68,6	20,9	0	0	0,429	69,52	69,09	434	1	1
24	ЖД(блок)-№24	Блок.ЖД	6	75	0,076783	70	90	20	2	14,12	0,919	1,05	79,8	74,1	22,5	0	0	1,691	75,16	73,47	434	1	1
14А	Магазин "Шанс"	Прочие	3	75	0,0138	70	90	16	2	4,954	1,795	1,05	78,9	75,9	18,6	0	0	6,443	79,55	73,11	434	1	1
2	ИЖД-№2	ИЖД	3	75	0,015441	70	90	20	2	3,291	1,066	1,04	79,2	74,3	22,4	0	0	2,271	79,46	77,19	434	1	1
5	Детский сад №3 "Грибок".	Бюджет	6	75	0,105	70	90	20	2	34,141	1,626	1,06	79,9	76,6	23,2	0	0	5,286	76,97	71,68	434	1	1
34	Администрация, Клуб и ФАП	Бюджет	6	75	0,087	70	90	18	2	16,83	0,967	1,05	79,8	74,4	20,5	0	0	1,871	75,25	73,38	434	1	1
4	ИЖД-№4	ИЖД	3	75	0,0009274	70	90	20	2	0,537	2,895	1,06	79,1	77,3	23,2	0	0	16,762	83,71	66,95	434	1	1
6	ИЖД-№6	ИЖД	3	75	0,008743	70	90	20	2	2,464	1,409	1,05	79,1	75,4	22,7	0	0	3,972	78,31	74,34	434	1	1
1	ИЖД-№1	ИЖД	3	75	0,00849	70	90	20	2	2,594	1,528	1,05	79,4	76	22,9	0	0	4,669	80,66	75,99	434	1	1
7	ИЖД-№7	ИЖД	3	75	0,00609	70	90	20	2	2,577	2,115	1,06	79,7	77,2	23,3	0	0	8,95	82,8	73,85	434	1	1
30	МКД-№30	МКД	12	75	0,219963	70	90	20	2	13,005	0,296	0,99	79,5	62,9	19,3	0	0	0,175	69,39	69,22	434	1	1

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Адрес узла ввода (номер дома)	Наименование узла	Вид потребителя	Высота здания потребителя, м	Расчетная темп. сет. воды на входе в потреб., °C	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная темп. воды на выходе из CO, °C	Расчетная темп. воды на входе в CO, °C	Расчетная темп. внутреннего воздуха для CO, °C	Расчетный располагаемый напор в CO, м	Расход сетевой воды на CO, т/ч	Относительный расход воды на CO	Относительное количество теплоты на CO	Температура воды на входе в CO, °C	Температура воды на выходе из CO, °C	Температура внутреннего воздуха CO, °C	Количество шайб на под. тр-де перед CO, шт	Количество шайб на обр. тр-де после CO, шт	Располагаемый напор на вводе потребителя, м	Давление в подающем трубопроводе, м	Давление в обратном трубопроводе, м	Статический напор, м	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности
29	МКД-№29	МКД	12	75	0,2142	70	90	20	2	25,52	0,596	1,03	79,8	71,1	21,6	0	0	0,71	72,66	71,95	434	1	1
26	ЖД(блок)-№26	Блок.ЖД	6	75	0,068577	70	90	20	2	9,24	0,674	1,04	79,8	72,1	21,9	0	0	0,908	72,76	71,86	434	1	1
17	ЖД(блок)-№17	Блок.ЖД	6	75	0,067357	70	90	20	2	11,023	0,818	1,04	79,7	73,3	22,3	0	0	1,339	72,98	71,64	434	1	1
34А	ИП Романова	Прочие	3	75	0,018	70	90	18	2	6,574	1,826	1,06	79,6	76,7	21,1	0	0	6,668	76,65	69,98	434	1	1
25	ЖД(блок)-№25	Блок.ЖД	3	75	0,028	70	90	20	2	2,849	0,509	1,02	79,6	69,5	21,2	0	0	0,518	72,58	72,06	434	1	1

Таблица 55 Перечень источников тепловой энергии и результаты поверочного гидравлического расчёта.

Адрес	Наименование источника	Геодезическая отметка, м	Расчетная температура в подающем трубопроводе, °C	Расчетная температура холодной воды, °C	Расчетная температура наружного воздуха, °C	Текущая температура воды в подающем тру-де, °C	Текущая температура наружного воздуха, °C	Среднегодовая температура воды в под. тр-де, °C	Среднегодовая температура воды в обр. тр-де, °C	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Температура на выходе из источника, °C	Текущая температура воды в обратном тр-де, °C	Суммарный расход сетевой воды в под.тр., т/ч	Расход воды на утечку из сис.теплотреб., т/ч	Расход воды на подпитку, т/ч	Расход сетевой воды на утечку из под.тр., т/ч	Расход сетевой воды на утечку из обр.тр., т/ч	Тепловые потери в тепловых сетях, Гкал/ч	Статический напор, м
п. Совхозный, 48	Котельная СЦТ "Лесное"	420	80	5	-34	80	-34	60	52	2,12587	80	70,54	222,748	0,15	0,27	0,06	0,06	0,15951	434

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 56 Перечень участков сетей теплоснабжения и результаты поверочного гидравлического расчёта.

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Период работы трубопровода	Теплоизоляционный материал под тр-да	Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	Потери напора в подающем трубопроводе, м	Потери напора в обратном трубопроводе, м	Скорость движения воды в под. тр-де, м/с	Скорость движения воды в обр. тр-де, м/с	Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч	Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч	Температура в начале участка обр. тр-да, °С	Год прокладки (замены)	Период эксплуатации, лет	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки	Вероятность отказа
ТК10	ссп-29	90,04	0,20	подз. канал	зима	минвата	-213,17	212,96	2,95	2,94	-1,93	1,93	0,01	0,01	4333,86	1857,22	70,31	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
У25	Котельная СЦТ "Лесное"	165,05	0,20	надзем	зима	минвата	-213,18	212,96	5,40	5,39	-1,93	1,93	0,01	0,01	10794,94	10254,71	70,30	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
Котельная СЦТ		142,26	0,15	надзем	зима	минвата	9,55	-9,54	0,04	0,04	0,15	-0,15	0,01	0,01	7768,81	7921,66	78,09	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
У26	У19	17,70	0,05	надзем	зима	минвата	9,54	-9,54	1,68	1,68	1,39	-1,39	0,00	0,00	605,17	619,34	78,15	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
МКД-№32	У1	57,38	0,08	подзем бескан	зима	минвата	-4,72	4,70	0,12	0,11	-0,27	0,27	0,00	0,00	1816,02	745,14	31,30	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
У1	МКД-№31	4,49	0,05	подзем бескан	зима	минвата	4,84	-4,83	0,11	0,11	0,70	-0,70	0,00	0,00	109,14	48,62	40,03	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
У1	У2	60,76	0,13	подзем бескан	зима	минвата	-9,57	9,53	0,05	0,05	-0,22	0,22	0,00	0,00	2695,57	1010,16	35,64	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ЖД(блок)-№20	ТК6	65,68	0,05	надзем	зима	минвата	-3,26	3,26	0,74	0,73	-0,47	0,47	0,00	0,00	2249,54	1884,89	57,98	2017	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК6	ТК7	55,76	0,10	надзем	зима	минвата	-11,10	11,09	0,19	0,19	-0,40	0,40	0,00	0,00	2540,16	2320,84	66,25	2017	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК7	ТК8	56,36	0,10	надзем	зима	минвата	-20,45	20,43	0,65	0,65	-0,74	0,74	0,00	0,00	2570,33	2403,06	68,69	2017	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК7	ЖД(блок)-№18	5,84	0,05	подзем бескан	зима	минвата	9,34	-9,34	0,53	0,53	1,36	-1,36	0,00	0,00	184,68	80,87	71,86	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК6	ЖД(блок)-№19	7,68	0,05	подзем бескан	зима	минвата	7,84	-7,84	0,49	0,49	1,14	-1,14	0,00	0,00	238,36	104,79	69,93	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК5	ЖД(блок)-№28	66,58	0,05	подз. канал	зима	минвата	2,74	-2,73	0,53	0,53	0,40	-0,40	0,00	0,00	1557,13	618,68	54,54	2009	12,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ЖД(блок)-№21	ТК21	62,65	0,05	надзем	зима	минвата	-4,09	4,09	1,10	1,10	-0,59	0,59	0,00	0,00	2147,97	1870,62	61,70	2018	3,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК21	ЖД(блок)-№22	6,08	0,05	надзем	зима	минвата	10,11	-10,11	0,65	0,65	1,47	-1,47	0,00	0,00	208,45	201,82	72,39	2018	3,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК21	ТК22	54,04	0,10	надзем	зима	минвата	-14,20	14,19	0,30	0,30	-0,52	0,52	0,00	0,00	2463,13	2314,73	69,16	2018	3,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК22	ЖД(блок)-№23	8,07	0,05	надзем	зима	минвата	10,32	-10,31	0,90	0,90	1,50	-1,50	0,00	0,00	277,11	269,07	72,87	2018	3,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК22	ТК23	57,97	0,10	надзем	зима	минвата	-24,52	24,50	0,96	0,96	-0,89	0,89	0,00	0,00	2644,76	2518,03	70,62	2018	3,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК5	ЖД(блок)-№27	8,78	0,05	подзем бескан	зима	минвата	6,16	-6,15	0,35	0,35	0,89	-0,89	0,00	0,00	268,84	118,80	68,56	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК14	У15	53,31	0,05	надзем	зима	минвата	4,95	-4,95	1,37	1,37	0,72	-0,72	0,00	0,00	1823,68	1827,77	75,89	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
У15	Магазин	4,46	0,05	надзем	зима	минвата	4,95	-4,95	0,12	0,12	0,72	-0,72	0,00	0,00	152,08	152,96	75,92	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК23	ЖД(блок)-№24	7,68	0,05	надзем	зима	минвата	14,12	-14,11	1,60	1,59	2,05	-2,05	0,00	0,00	263,96	258,97	74,08	2018	3,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК8	У9	91,16	0,15	подзем бескан	зима	минвата	-159,76	159,58	7,58	7,56	-2,58	2,57	0,00	0,00	5242,45	2224,43	68,50	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
У9	Детский сад №3	8,63	0,05	подз. канал	зима	минвата	34,14	-34,13	10,46	10,46	4,95	-4,95	0,00	0,00	210,59	94,39	76,61	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
У9	ТК10	121,74	0,15	подзем бескан	зима	минвата	-193,90	193,71	14,90	14,87	-3,13	3,12	0,01	0,01	7021,48	3000,45	69,92	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК10	ТК12	38,22	0,05	подз. канал	зима	минвата	19,27	-19,26	14,77	14,76	2,80	-2,79	0,00	0,00	935,39	411,97	74,40	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК12	ТК13	71,62	0,05	надзем	зима	минвата	7,96	-7,95	4,74	4,73	1,15	-1,15	0,00	0,00	2463,32	2442,25	75,30	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК13	ИЖД-№4	9,22	0,03	подзем бескан	зима	минвата	0,54	-0,54	0,11	0,11	0,31	-0,31	0,00	0,00	232,22	100,55	77,29	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК13	ТК14	65,76	0,05	надзем	зима	минвата	7,42	-7,42	3,78	3,78	1,08	-1,08	0,00	0,00	2255,62	2245,95	75,47	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК14	ИЖД-№6	11,29	0,03	подзем бескан	зима	минвата	2,46	-2,46	2,72	2,72	1,43	-1,43	0,00	0,00	284,10	121,62	75,41	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК12	ТК16	51,12	0,05	подз. канал	зима	минвата	11,31	-11,31	6,82	6,81	1,64	-1,64	0,00	0,00	1285,70	549,26	74,03	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК16	ТК17	59,65	0,05	подз. канал	зима	минвата	5,89	-5,88	2,16	2,16	0,85	-0,85	0,00	0,00	1495,45	643,92	74,99	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК17	ТК18	25,49	0,05	подз. канал	зима	минвата	3,29	-3,29	0,29	0,29	0,48	-0,48	0,00	0,00	642,05	273,59	74,33	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК18	ИЖД-№2	6,56	0,03	подзем бескан	зима	минвата	3,29	-3,29	2,82	2,82	1,91	-1,91	0,00	0,00	163,88	70,22	74,35	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК17	ИЖД-№1	7,14	0,03	подзем бескан	зима	минвата	2,59	-2,59	1,91	1,91	1,51	-1,51	0,00	0,00	179,40	77,35	75,98	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК16	ИЖД-№7	7,32	0,03	подзем бескан	зима	минвата	2,58	-2,58	1,93	1,93	1,50	-1,50	0,00	0,00	183,06	80,06	77,17	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК8	Администрация, Клуб и ФАП	15,60	0,05	подзем бескан	зима	минвата	16,83	-16,82	4,60	4,60	2,44	-2,44	0,00	0,00	493,45	220,07	74,39	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК20		ТК8	18,85	0,15	подзем бескан	зима	минвата	-136,35	136,19	1,14	1,14	-2,20	2,20	0,00	0,00	1073,25	456,39	67,39	1985	25,0	0,00	0,00	0,00
ТК24	ТК20	30,46	0,13	подз. канал	зима	минвата	-70,12	70,06	1,27	1,27	-1,63	1,63	0,00	0,00	1129,22	496,35	71,07	2017	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК23	ТК8	29,98	0,10	надзем	зима	минвата	31,47	-31,44	0,82	0,81	1,14	-1,14	0,00	0,00	1367,78	1297,60	70,24	2017	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК23	ТК24	42,63	0,15	подзем бескан	зима	минвата	-70,11	70,06	0,69	0,68	-1,13	1,13	0,00	0,00	2470,03	1058,44	71,09	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
У2	МКД-№30	5,54	0,08	подзем бескан	зима	минвата	13,00	-12,99	0,08	0,08	0,74	-0,74	0,00	0,00	200,52	93,76	62,86	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
У2	У3	93,27	0,13	подзем бескан	зима	минвата	-22,57	22,52	0,41	0,41	-0,52	0,52	0,00	0,00	4486,30	1773,37	51,29	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
У3	МКД-№29	3,85	0,08	подзем бескан	зима	минвата	25,52	-25,50	0,22	0,22	1,45	-1,45	0,00	0,00	151,08	69,14	71,10	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
У3	ТК4	23,85	0,13	подзем бескан	зима	минвата	-48,10	48,02	0,47	0,47	-1,12	1,12	0,00	0,00	1161,88	491,65	61,78	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК4	ЖД(блок)-№26	6,64	0,05	подзем бескан	зима	минвата	9,24	-9,23	0,59	0,59	1,34	-1,34	0,00	0,00	202,69	92,19	72,08	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК4	ТК5	68,45	0,08	подз. канал	зима	минвата	8,90	-8,88	0,48	0,48	0,50	-0,50	0,00	0,00	1957,83	841,66	64,16	2009	12,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК8	ЖД(блок)-№17	7,55	0,05	подзем бескан	зима	минвата	11,02	-11,02	0,96	0,96	1,60	-1,60	0,00	0,00	241,53	105,70	73,35	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК20	ТК4	90,03	0,13	подз. канал	зима	минвата	66,24	-66,13	3,36	3,35	1,54	-1,54	0,00	0,00	3337,63	1391,21	63,51	2017	4,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК8	ИП Романова	48,72	0,05	подзем бескан	зима	минвата	6,57	-6,57	2,20	2,20	0,95	-0,95	0,00	0,00	1541,08	696,93	76,71	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ссп-28	Котельная СЦТ	48,71	0,20	надзем	зима	минвата	-213,20	212,94	1,59	1,59	-1,93	1,93	0,00	0,00	3186,33	3024,96	70,25	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ссп-25	ссп-28	13,37	0,20	подз. канал	зима	минвата	-213,19	212,94	0,44	0,44	-1,93	1,93	0,00	0,00	643,55	275,80	70,25	1985	25,0	0,00	0,00	0,00	0,00
У19	Гараж (ИП Батаргареева)	10,99	0,05	надзем	зима	минвата	9,54	-9,54	1,05	1,05	1,39	-1,39	0,00	0,00	375,54	384,69	78,19	2009	12,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ТК16	ЖД(блок)-№25	19,09	0,03																				

Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей.

Часть 4.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки.

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей до 2030г. приведены в таблице 57.

Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки составлены с учётом положений Главы 5, предложений, проектов (мероприятий) по развитию системы теплоснабжения поселения предусмотренных Главами 7 и 8, в том числе: с учётом отключения ветхого жилья и перевода индивидуальных жилых домов (ИЖД), одноэтажных блокированных жилых домов и отдельных обособленных (удалённых) объектов на децентрализованное теплоснабжение.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 57 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей СЦТ «Лесное».

№пп	Показатели баланса тепловой мощности	Ед. изм.	Формула для расчёта	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	УТМ	ГКал/час	—	21,95	21,95	21,95	21,95	21,95	21,95	21,95	3,00	3,00	3,00	3,00
2	Средневзвешенный срок службы котлов (по РТМ)	лет	$\frac{\sum \text{срок службы} \cdot \text{РТМ}}{\sum \text{РТМ}}$	33,0	34,0	35,0	36,0	37,0	38,0	39,0	0,0	1,0	2,0	3,0
3	РТМ	ГКал/час	—	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	3,00	3,00	3,00	3,00
4	Потери УТМ	%	$((\text{п1}-\text{п3})/\text{п1}) \times 100$	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Собственные нужды	ГКал/час	—	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,070	0,010	0,010	0,010	0,010
6	Хозяйственные нужды	ГКал/час	—											
7	РТМ на коллекторах котельной	ГКал/час	п3-п5-п6	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	19,93	2,99	2,99	2,99	2,99
8	Потери тепловой мощности в тепловых сетях	ГКал/час	—	0,68	0,66	0,60	0,60	0,60	0,59	0,59	0,10	0,03	0,03	0,02
9	РТМ на стороне потребителя	ГКал/час	п7-п8	19,25	19,27	19,33	19,33	19,33	19,34	19,34	2,89	2,96	2,96	2,97
10	Присоединенная договорная тепловая нагрузка в горячей воде, в том числе	ГКал/час	п10.1+п10.2+п10.3	2,12	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,81	1,79	1,77
10.1	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	2,02	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,76	1,71	1,70	1,68
10.2	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
10.3	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	Резервы (+)/дефициты (-) тепловой мощности (по РТМ)	ГКал/час	п9-п10	17,13	17,42	17,48	17,48	17,48	17,49	17,49	1,04	1,15	1,17	1,20
12	Располагаемая тепловая мощность нетто (с учетом затрат на собственные нужды) при аварийном выводе самого мощного котла	ГКал/час	п7-мощ. котла.	9,93	9,93	9,93	9,93	9,93	5,93	5,93	1,74	1,74	1,74	1,74
13	Максимальная нагрузка на ГВС с учётом коэфф. час. неравномерн.	ГКал/час	—	0,38	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
Примечание				Строительство новой автоматической газовой БМК мощностью 3Гкал/ч										

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

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 выполнен с использованием программно-расчётного комплекса «ZuluThermo» ГИС Zulu 8.0.

Результаты гидравлического расчёта и краткие оценочные выводы по текущему гидравлическому режиму сетей теплоснабжения приведены в части 3.12.

На перспективу до 2030г. прирост тепловых нагрузок в зоне действия СЦТ «Лесное» не ожидается.

В рамках актуализации схемы теплоснабжения выполнен гидравлический расчет передачи теплоносителя для СЦТ «Лесное» после реализации предложенных проектов, а именно: ввод в эксплуатацию новой котельной; оптимизации конфигурации и параметров отдельных участков тепловой сети; отключение ветхого жилья и перевода индивидуальных жилых домов (ИЖД), одноэтажных блокированных жилых домов и отдельных обособленных (удалённых) объектов на децентрализованное теплоснабжение. Предложенные проекты подробно рассмотрены в главах 5, 7, 8 и 9.

Перспективная схема теплосетей СЦТ «Лесное» представлена на рис. 26.

Результат гидравлического расчёта СЦТ «Лесное» после реализации предложенных проектов (мероприятий) представлен в таблице 58.

Пьезометрические графики, построенные по результатам поверочного гидравлического расчёта сетей теплоснабжения СЦТ «Лесное» после реализации предложенных проектов (мероприятий) представлены на рисунках 20 и 21.

Таблица 58 Результаты гидравлического расчёта СЦТ «Лесное» после реализации предложенных проектов (мероприятий).

Источник ID=248 АГБМК СЦТ "Лесное":

Количество тепла, вырабатываемое на источнике за час	0.635, Гкал/ч
Расход тепла на систему отопления	0.570, Гкал/ч
Тепловые потери в подающем трубопроводе	0.03548, Гкал/ч
Тепловые потери в обратном трубопроводе	0.02241, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в подающем трубопроводе	0.00136, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в обратном трубопроводе	0.00121, Гкал/ч
Потери тепла от утечек в системах теплоснабжения	0.00411, Гкал/ч
Суммарный расход в подающем трубопроводе	88.810, т/ч
Суммарный расход в обратном трубопроводе	88.687, т/ч
Суммарный расход на подпитку	0.123, т/ч
Суммарный расход на систему отопления	88.786, т/ч
Расход воды на утечки из подающего трубопровода	0.02293, т/ч
Расход воды на утечки из обратного трубопровода	0.02293, т/ч
Расход воды на утечки из систем теплоснабжения	0.07733, т/ч
Давление в подающем трубопроводе	40.000, м
Давление в обратном трубопроводе	25.000, м
Располагаемый напор	15.000, м
Температура в подающем трубопроводе	65.000, °C
Температура в обратном трубопроводе	57.927, °C
Суммарные затраты на тепловую энергию	0.000 руб/час
Затраты на тепловые потери в трубопроводах	0.000 руб/час

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

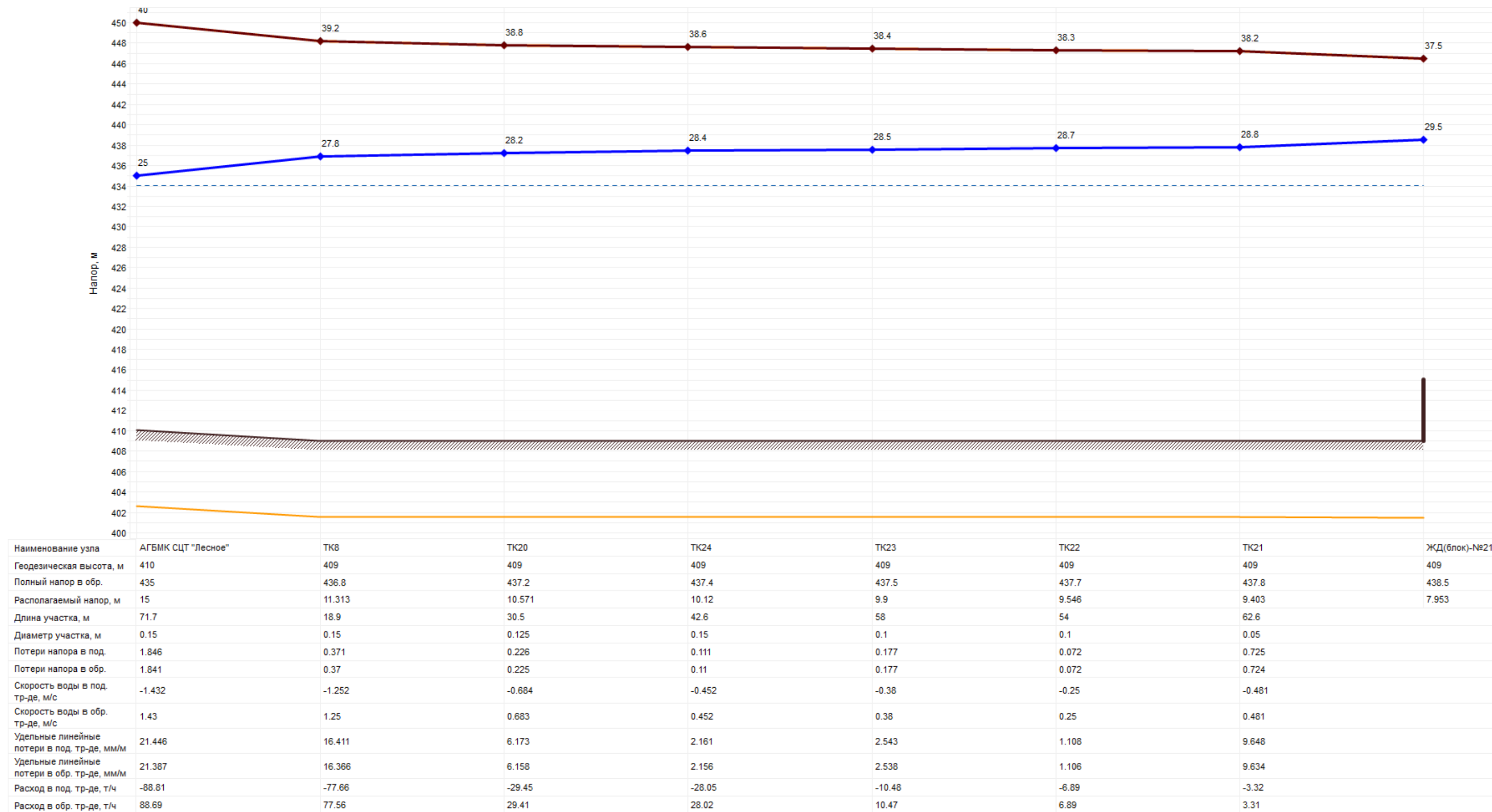


Рисунок 20 Пьезометрический график №1 СЦТ «Лесное» после реализации предложенных проектов (мероприятий).

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

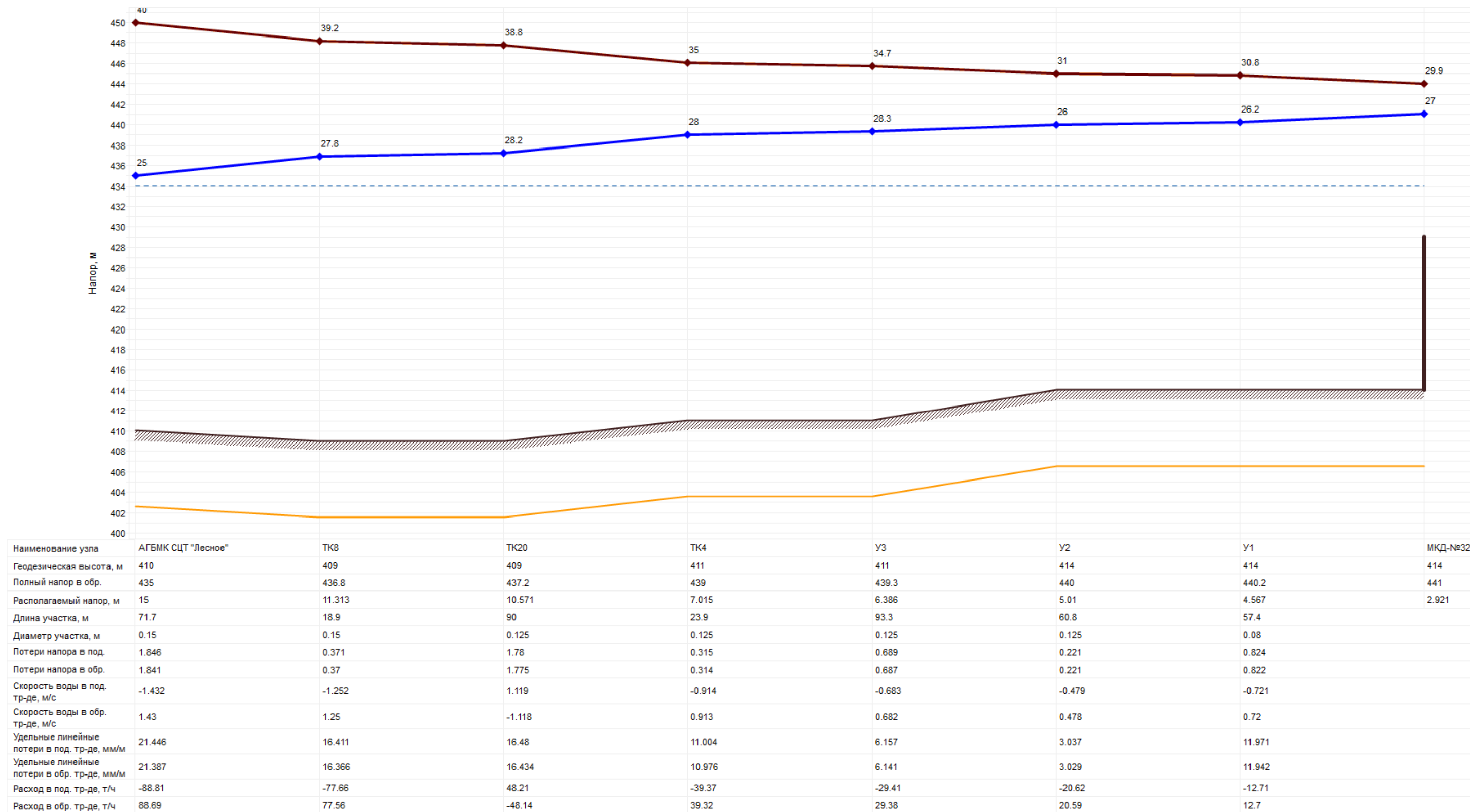


Рисунок 21 Пьезометрический график №2 СЦТ «Лесное» после реализации предложенных проектов (мероприятий).

Часть 4.3 Выводы о резервах (дефицитах) мощности в существующих системах теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.

Динамика численных показателей по резервам (дефицитам) существующих систем теплоснабжения до 2030 отражены в таблице 57.

По состоянию на 2025г. дефицит тепловой мощности «нетто» на существующей котельной СЦТ «Лесное» отсутствует. Рабочий котёл загружен не более чем на 10%. В зоне действия СЦТ «Лесное» прирост тепловых нагрузок на перспективу до 2030г. не ожидается.

Мощность перспективной автоматической газовой блочно-модульной котельной (АГБМК) по адресу: п. Совхозный, 35А, количество и параметры котлов должны определяться в соответствии с требованиями СП 89.13330.2016 «Котельные установки».

Часть 4.4 Описание изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей для каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения значительных изменений существующих и перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения нет.

Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения.

Часть 5.1 Основные принципы развития систем теплоснабжения Лесного СП.

При развитии системы теплоснабжения Лесного СП необходимо придерживаться следующих принципов:

1. приоритетное использование природного газа в качестве основного топлива для источников тепловой энергии;
2. использование индивидуального (децентрализованного) теплоснабжения в зонах с низкой плотностью застройки (зоны индивидуальной и одноэтажной блокированной жилой застройки, «таунхаусы» и т.д.) и для одиночных, удалённых потребителей;
3. по возможности размещение источников тепловой энергии как можно ближе к потребителю (центру тепловых нагрузок);
4. унификация оборудования, что позволяет снизить складской резерв запасных частей;
5. использование оборудования отечественного производства, что значительно сокращает сроки и стоимость ремонта;
6. разумное повышение коэффициента использования установленной мощности основного теплотехнического оборудования;
7. роботизация малых котельных (мощностью до 10МВт);
8. использование наилучших доступных технологий;
9. внедрение оборудования с высоким классом энергоэффективности;
10. приоритетное внедрение мероприятий с малым сроком окупаемости;
11. привлечение частных инвесторов для строительства источников теплоснабжения в зонах перспективной застройки.

Часть 5.2 Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения.

В соответствии с п. 100 в [2]: описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения осуществляется в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной схеме теплоснабжения с учетом предложений заинтересованных сторон.

Схема теплоснабжения Лесного СП актуализирована в 2024г. и утверждена Постановлением Администрации Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области от 11.06.2024г. №797.

Для системы теплоснабжения Лесного СП на данном этапе возможны два варианта её перспективного развития:

- Первый вариант (приоритетный) - строительство автоматической газовой блочно-модульной котельной (АГБМК) в п. Совхозный по адресу: Челябинская область, Катав-Ивановский район, п. Совхозный, 35А (кадастровый номер земельного участка - 74:10:0000000:2174).
- Второй вариант (альтернативный) - Реконструкция существующей котельной (предложение МУП «ТеплоЭнерго» см. п. 2.1 в томе 3 на стр. 25).

Предложения по развитию системы теплоснабжения Лесного СП по первому (приоритетному) варианту приведены в таблице 59. Графические пояснения предложений по первому (приоритетному) варианту развития представлены на рис. 22.

Таблица 59 Предложения по развитию системы теплоснабжения Лесного СП по первому (приоритетному) варианту.

№пп	Краткое описание предложения по развитию систем централизованного теплоснабжения.	Ориентировочный срок реализации	Основные характеристики и рекомендации.	Примечание
1	Проектирование и строительство автоматической газовой блочно-модульной котельной в п. Совхозный. Проектирование и строительство участка тепловой сети для подключения перспективной котельной к существующей тепловой сети (ТК8).	2026-2027	Рекомендуется оснащение котельной современными жаротрубными котлами. В качестве резервного топлива рекомендуется дизтопливо. Рекомендуется независимая схема присоединения котлов к отопительной сети с применением тонкостенных теплообменных аппаратов интенсифицированных. В котельной рекомендуется предусмотреть место для размещения оборудования для приготовления воды на нужды ГВС.	см. поясняющий рис. 22
2	Оптимизация конфигурации и параметров отдельных участков тепловой сети: строительство участка сети теплоснабжения для подключения магазина по адресу: п. Совхозный, 14А и замена участка тепловой сети от ТК-8 до детского сада "Грибок" с уменьшением диаметра трубопровода до Ду80.	2026-2027	Рекомендуется подземная бесканальная прокладка трубами из термостойкого полиэтилена (PE-RT) в ППУ (ППМ) изоляции.	см. поясняющий рис. 22
3	Техническое перевооружение (замена) изношенных участков тепловой сети	2026-2029	Рекомендуется подземная бесканальная прокладка трубами из термостойкого полиэтилена (PE-RT) в ППУ (ППМ) изоляции.	см. поясняющий рис. 22
4	Перевод индивидуального жилищного фонда, одноэтажных домов блокированной застройки и обособленных потребителей, расположенных в зонах с низкой плотностью тепловых нагрузок (менее 0,01Гкал/ч на га), на децентрализованное (индивидуальное) теплоснабжение.	2025-2028	Рекомендуется перевести на децентрализованное (индивидуальное) теплоснабжение объектов (зданий), расположенных по адресу: п. Совхозный, №№1,2,4,6,7,25 и 57.	см. поясняющий рис. 22
5	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ «Лесное».	2029-2030	Мероприятие рекомендуется выполнить после ввода в эксплуатацию новой котельной и оптимизации конфигурации и параметров отдельных участков тепловой сети (см. поясняющий рис. 22).	
6	Пневмогидравлическая промывка внутридомовых систем теплоснабжения многоквартирных домов и объектов бюджетного сектора.	2025-2030	Повышение качества и энергоэффективности теплоснабжения.	
7	Оснащение многоквартирных домов в п. Совхозный общедомовыми узлами учета потребляемой тепловой энергии.	2026-2030	Количество - 3 штуки. Одновременно с установкой узла учёта тепловой энергии рекомендуется установка системы автоматического погодного регулирования тепловой нагрузки.	
8	Обеспечение проведения теплоснабжающими организациями не реже одного раза в шесть месяцев противоаварийных тренировок в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.	2025-2030		



Рисунок 22 Предложение по оптимизации конфигурации и параметров отдельных участков тепловой сети.

5.2.1 Расчёт мощности перспективной АГБМК в п. Совхозный по адресу: Челябинская область, Катав-Ивановский район, п. Совхозный, 35А (кадастровый номер земельного участка - 74:10:0000000:2174).

В соответствии с п. 4.8 в [15]: Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории: Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещении ниже предусмотренных действующими нормативными документами (больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.). Вторая категория - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч: - жилые и общественные здания - до 12°C; - промышленные здания - до 8°C. Третья категория - все остальные потребители.

В соответствии с п. 4.9 в [15]: Котельные по надежности отпуска тепловой энергии потребителям подразделяются на котельные первой и второй категорий. К первой категории относят котельные, являющиеся единственным источником тепловой энергии системы теплоснабжения, обеспечивающей потребителей первой категории, не имеющей резервных источников тепловой энергии. Вторая категория - все остальные котельные. Перечни потребителей по категориям устанавливают в задании на проектирование.

В соответствии с п. 4.12 в [15]: Расчетную тепловую мощность котельной определяют как сумму максимальных часовых нагрузок тепловой энергии на отопление, вентиляцию и кондиционирование, **средних часовых нагрузок тепловой энергии на горячее водоснабжение** и нагрузок тепловой энергии на технологические цели. При определении расчетной мощности котельной следует учитывать также нагрузки тепловой энергии на собственные нужды котельной, потери в котельной и в тепловых сетях системы теплоснабжения.

В соответствии с п. 4.13 в [15]: Расчетные нагрузки тепловой энергии на технологические цели следует принимать по заданию на проектирование с учетом возможности несовпадения максимальных нагрузок тепловой энергии для отдельных технологических потребителей.

В соответствии с п. 4.14 в [15]: Максимальные тепловые нагрузки на отопление вентиляцию и кондиционирование и средние тепловые нагрузки на горячее водоснабжение жилого, общественного и производственного здания или группы зданий, обеспечиваемых тепловой энергией от одной котельной, следует принимать по соответствующим разделам проектной документации, выполненной с учетом удельных норм расхода тепловой энергии на указанные цели, утвержденных в установленном порядке и действующих на момент проектирования, для реализации требований [9]. Значения тепловых нагрузок на технологические цели следует определять по данным генеральной проектной организации.

В соответствии с п. 4.15 в [15]: Тепловые нагрузки для расчета и выбора оборудования котельной следует определять для обеспечения устойчивой работы при трех режимах: - максимального - при температуре наружного воздуха в наиболее холодную пятидневку; - среднего - при средней температуре наружного воздуха холодного месяца; - минимального, летнего - при минимальной нагрузке горячего водоснабжения.

В соответствии с п. 4.16 в [15]: Число и производительность котлов, установленных в котельной, следует выбирать, обеспечивая:

- расчетную мощность котельной согласно 4.12 в [15];
- стабильную работу котлов при минимально допустимой нагрузке в теплый период года.

При выходе из строя наибольшего по производительности котла в котельных первой категории оставшиеся котлы должны обеспечивать отпуск тепловой энергии потребителям первой категории в количестве, определяемом:

- минимально допустимыми нагрузками (независимо от температуры наружного воздуха) - на технологическое теплopotребление и системы вентиляции;
- режимом наиболее холодного месяца - на отопление и горячее водоснабжение.

При выходе из строя одного котла независимо от категории котельной количество тепловой энергии, отпускаемой потребителям второй и третьей категорий, следует обеспечивать в размерах, указанных в таблице 1 в [15].

Число котлов, устанавливаемых в котельных, и их производительность, следует определять по расчетной максимальной и минимальной мощности на основании технико-экономических расчетов.

В котельных следует предусматривать установку не менее двух котлов; в производственных котельных второй категории допускается установка одного котла.

Детский сад №3 "Грибок" относится к потребителям первой категории по надежности теплоснабжения. Остальные потребители относятся ко второй категории.

Перспективная АГБМК п. Совхозный относится к первой категории по надежности отпуска тепловой энергии.

Допустимое снижение подачи теплоты для расчетной температуры наружного воздуха для проектирования (-34°C) составляет до, 88%.

Мощность на собственные нужды перспективной котельной оценочно принимаем 0,03 Гкал/ч.

Расчетные потери тепловой мощности в сетях теплоснабжения (по нормативным потерям) для конфигурации и параметров сети, представленной на рис. 25 составляют 0,1 Гкал/ч (расчет выполнен в ПРК ГИС «Zulu-8»). Расчет выполнен для следующих условий:

- температура наружного воздуха для проектирования - минус 34°C ;
- температуры теплоносителя на выходе из котельной - 95°C ;
- температуры теплоносителя на входе в котельную - 70°C .

Оценочный расчет установленной мощности перспективной АГБМК п. Совхозный представлен в таблице 60.

Таблица 60 Оценочный расчёт установленной мощности перспективной АГБМК п. Совхозный.

№ стр.	Наименование показателя	Ед. изм.	Формула для расчёта	Значение
1	Расчётная полезная нагрузка на ГВС (средняя в сутки максимального водопотребления)	Гкал/ч	—	0,150
2	Расчётная полезная тепловая нагрузка на отопление, всего:	Гкал/ч	стр.2.1 + стр. 2.2	1,800
2.1	тепловая нагрузка на отопление потребителей I категории	Гкал/ч	—	0,105
2.2	тепловая нагрузка на отопление потребителей II категории	Гкал/ч	—	1,695
3	Расчётная полезная тепловая нагрузка всего	Гкал/ч	стр.1+стр.2	1,950
4	Минимальная полезная тепловая нагрузка, которая должна обеспечиваться при выходе из строя самого мощного котла	Гкал/ч	стр.2.1 + 0,88·стр. 2.2	1,597
5	Расчётные потери тепловой мощности в сетях теплоснабжения (по нормативным потерям)	Гкал/ч	расчёт выполнен в ПРК ГИС «Zulu-8»).	0,100
6	Мощность на собственные нужды перспективной котельной	Гкал/ч	—	0,010
7	Необходимая минимальная мощность котельной без учёта резерва	Гкал/ч	стр.3+стр.5+стр.6	2,06
8	Необходимая минимальная мощность котельной, которая должна обеспечиваться при выходе из строя самого мощного котла	Гкал/ч	стр.4+стр.5+стр.7	1,707
9	Рекомендуемая установленная мощность котельной при конфигурации котельной - два отопительных котла по 1,25Гкал/ч и один котёл мощностью 0,5Гкал/ч на нужды ГВС.	Гкал/ч	—	<u>3,00</u>
10*	Рекомендуемая установленная мощность котельной при конфигурации котельной: десять модульных котлов по 0,2Гкал/ч.	Гкал/ч	—	2,00

5.2.2 Техничко-экономическое обоснование строительства АГБМК мощностью 3,0Гкал/ч по адресу: Челябинская область, Катав-Ивановский район, п. Совхозный, 35А (кадастровый номер земельного участка - 74:10:0000000:2174) и вывод из эксплуатации существующей котельной по адресу: п. Совхозный, 48.

Цель реализации предлагаемого проекта: Повышение надёжности и энергоэффективности производства и передачи тепловой энергии, снижение издержек.

Краткое описание проекта: Существующая котельная п. Совхозный в составе СЦТ «Лесное» расположена по адресу: Челябинская область, Катав-Ивановский район, п. Совхозный, 48. Степень загрузки рабочего котла не превышает 30%, котельная удалена от центра тепловых нагрузок (жилая застройка п. Совхозный) на расстояние порядка 700м. Котельная не автоматизирована, в котельной предусмотрено круглосуточное оперативное дежурство. Здание и оборудование существующей котельной имеет значительный износ.

По причине низкой эффективности работы существующей котельной п. Совхозный, а также износа здания и оборудования предлагается строительство новой автоматической газовой блочно-модульной котельной (АГБМК) мощностью 3,0Гкал/ч по адресу: Челябинская область, Катав-Ивановский район, п. Совхозный, 35А (кадастровый номер земельного участка - 74:10:0000000:2174) и последующий вывод из эксплуатации существующей котельной.

В новой котельной рекомендуется установка двух отопительных котлов мощностью по 1,25Гкал/ч каждый и один котёл на нужды ГВС - 0,5Гкал/ч. Рекомендуется оснащение котельной современными жаротрубными котлами, на котлах предусмотреть линию рециркуляции. Рекомендуется независимая схема присоединения котлов к теплосети с применением тонкостенных теплообменных аппаратов интенсифицированных. В котельной рекомендуется предусмотреть дополнительную площадь для размещения, на перспективу, оборудования для приготовления воды на нужды ГВС. В качестве резервного топлива предусмотреть дизтопливо. Рекомендуется также предусмотреть установку узлов учёта природного газа, воды, электроэнергии и тепловой энергии, отпускаемой в сеть с информационными выходами, для организации в будущем системы АСКУЭ.

Техничко-экономическое обоснование (ТЭО) выполнено в ценах 2025г. При расчётах использовались технико-экономические показатели СЦТ «Лесное» по итогам работы в 2024г.

Прогноз полезного отпуска тепловой энергии в п. Совхозный на перспективу до 2030г.

Год	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Полезный отпуск, тыс. Гкал	4,69	4,69	4,69	4,80	4,76	4,71

Расчёт капитальных затрат на реализацию проекта, расчёт снижения эксплуатационных издержек и простой срок окупаемости проекта представлены в таблице 61.

Вывод: проект строительства новой автоматической газовой блочно-модульной котельной мощностью 3,0Гкал/ч по адресу: Челябинская область, Катав-Ивановский район, п. Совхозный, 35А (кадастровый номер земельного участка - 74:10:0000000:2174) и вывод из эксплуатации существующей котельной по адресу: п. Совхозный, 48 рекомендуется к реализации. Простой срок окупаемости проекта составляет менее 4 лет.

Таблица 61 ТЭО проекта строительства новой автоматической газовой блочно-модульной котельной в п. Совхозный.

№пп	Наименование показателя	Единица измерения	Формула	Значение	Примечание
1	Исходные данные				
1.1	Новая (перспективная) котельная.	—	—	—	
1.1.1	Мощность новой котельной	Гкал/ч	Мн	3,0	
1.1.2	Прогнозируемый удельный расход условного топлива на полезный отпуск в новой котельной	кг.у.т./Гкал	УРУТн	168	
1.1.3	Вид топлива для новой котельной	—	—	природный газ	
1.1.4	Прогнозируемый удельный расход электроэнергии на полезный отпуск тепловой энергии в новой котельной	кВтч/Гкал	УРЭн	35	
1.2	Существующая котельная.	—	—	—	
1.2.1	Удельный расход условного топлива на полезный отпуск в существующей котельной	кг.у.т./Гкал	УРУТс	285	
1.2.2	Вид топлива для существующей котельной	—	—	природный газ	
1.2.3	Удельный расход электроэнергии на полезный отпуск в существующей котельной	кВтч/Гкал	УРЭс	96	
1.3	Строительство теплосетей для подключения новой котельной	—	—	—	
1.3.1.1	Длина участка №1 тепловой сети в двухтрубном исчислении для присоединения к системе новой котельной	км	L1	0,07	
1.3.1.2	Диаметр условного прохода участка №1 тепловой сети для присоединения к системе новой котельной	мм	D1	150	
1.3.2.1	Длина участка №2 тепловой сети в двухтрубном исчислении для перекладки тепловой сети от ТК-8 до детского сада "Грибок"	км	L2	0,1	
1.3.2.2	Диаметр условного прохода участка №1 тепловой сети для перекладки тепловой сети от ТК-8 до детского сада "Грибок"	мм	D2	80	
1.4	Общие данные для расчёта	—	—	—	
1.4.1	Продолжительность отопительного периода	сут.	Tот	223	
1.4.2	Удельная теплота сгорания природного газа	ккал/м.куб.	Утс.пг	8078	
1.4.3	Стоимость природного газа (прогноз 2025г.)	руб/м.куб.	Спг	8,18	
1.4.4	Выработка тепловой энергии (прогноз 2028г.)	Гкал/год	Qвыр	5386	
1.4.5	Отпуск тепловой энергии в сеть (прогноз 2028г.)	Гкал/год	Qс	5322	
1.4.6	Полезный отпуск тепловой энергии потребителям (прогноз 2028г.)	Гкал/год	Qпол	4799	

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

№пп	Наименование показателя	Единица измерения	Формула	Значение	Примечание
1.4.7	Стоимость электроэнергии (прогноз 2025г.)	руб/кВтч	Сээ	9,42	
2	Расчёт капитальных затрат на реализацию проекта				
2.1	Затраты на строительство котельной, без НДС	млн.руб.	$Zи = Суи \cdot Кци \cdot Мн$	34,06	
2.1.1	Удельная стоимость строительства котельной в ценах базового региона (Московская область)	тыс. руб./МВт, без НДС	Суи	11351,0	НСЦ 81-02-19-2025 (интерполяция расценок 19-02-001-03 и 19-02-001-04)
2.1.2	Коэффициент перехода от цен базового региона (Московская область) к ценам Челябинской области (источники)	у.е.	Кци	0,86	НСЦ 81-02-19-2025
2.2	Затраты на строительство теплосетей, без НДС	млн.руб.	$Zс = Кци \cdot (Cyc1 \cdot L1/1000 + Cyc2 \cdot L2/1000)$	2,53	
2.2.1	Удельная стоимость строительства участка №1 тепловой сети в ценах базового региона (Московская область)	тыс. руб./100м без НДС	Cyc1	2151,03	НСЦ 81-02-13-2025 расценка 13-03-004-11
2.2.2	Удельная стоимость строительства участка №2 тепловой сети в ценах базового региона (Московская область)	тыс. руб./100м без НДС	Cyc2	1275,76	НСЦ 81-02-13-2025 расценка 13-03-004-11
2.2.3	Коэффициент перехода от цен базового региона (Московская область) к ценам Челябинской области (сети)	у.е.	Кцс	0,91	НСЦ 81-02-13-2025
2.3	Капитальные затраты на реализацию проекта, без НДС	млн.руб.	$Z = Zi + Zc$	36,6	
3	Расчёт снижения годовых эксплуатационных издержек после реализации проекта				
3.1	Экономия фонда заработной платы	млн.руб./год	$Эфот = Пр \cdot Зср.мес. \cdot 7,5/1000$	2,5	
3.1.1	Число высвобождаемых рабочих мест в результате реализации проекта	работник	Пр	10	
3.1.2	Средняя заработная плата, в том числе отчисления в социальные фонды	тыс.руб.	Зср.мес.	33,3	
3.2	Экономия затрат на топливо за счёт повышения эффективности выработки тепловой энергии и снижения потерь тепловой энергии.	млн.руб./год	$Эти = \Delta топ \cdot Qпол \cdot 10^{-6}$	3,980	Перемещение новой котельной ближе к центру тепловых нагрузок
3.2.1	Снижение удельных затрат на топливо за счёт повышения эффективности выработки тепловой энергии и снижения потерь тепловой энергии.	руб./Гкал	$\Delta топ = Спг \cdot (УРУТс - УРУТн) / 1,154$	829	
3.3	Экономия затрат на электроэнергию за счёт повышения эффективности насосного оборудования и размещения котельной ближе к потребителям.	млн.руб./год	$Ээ = \Delta ээ \cdot Qпол \cdot 10^{-6}$	2,758	
3.3.1	Снижение удельных затрат на электроэнергию за счёт повышения эффективности насосного оборудования и размещения котельной ближе к потребителям.	руб./Гкал	$\Delta ээ = Сээ \cdot (УРЭс - УРЭн)$	575	
3.4	Снижение потерь тепловой энергии за счёт размещения котельной ближе к потребителям и оптимизации конфигурации и параметров отдельных участков тепловой сети.	Гкал/год	$\Delta тэ$	2964	Расчёт выполнен для нормативных потерь в ПРК «Zulu-8»
3.5	Итого снижение годовых издержек после реализации проекта	млн.руб./год	$Э = Эфот + Эти + Ээ$	9,24	
3.5.1	Удельное снижение эксплуатационных издержек на полезный отпуск тепловой энергии после реализации проекта	руб./Гкал.	$Эуд. = Э / Qпол$	1925	
4	Простой срок окупаемости	лет	$То = 3/Э$	3,96	

5.2.3 Обоснование перевода объекта по адресу: п. Совхозный, д. 57 на децентрализованное теплоснабжение.

По состоянию на май 2025г. услуги централизованного теплоснабжения в коммунально-промышленном районе п. Совхозный получает только один объект – это гараж ИП Батаргареева по адресу: п. Совхозный, д. 57 (*договорной годовой объём потребления тепловой энергии – 19,7Гкал; расчётная тепловая нагрузка – 0,0083Гкал/ч*).

Тепловые потери на участке теплосети «существующая котельная-У26-У19-гараж» (см. схему сетей на рис. 6) в сторону коммунально-промышленного района составляют 71Гкал/год (посчитано в ПРК «Zulu-8»). Таким образом, потери в рассматриваемом участке теплосети составляют 78% от объёма тепловой энергии, отпускаемой в рассматриваемую тепловую сеть.

Пункт 122 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (см. [2]) рекомендует вывод из эксплуатации тепловых сетей с незначительной тепловой нагрузкой (с относительными потерями тепловой энергии при передаче тепловой энергии по тепловым сетям более 75% от тепловой энергии, отпускаемой в рассматриваемые тепловые сети).

Руководствуясь пунктом 122 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (см. [2]) рекомендуется в срок не позднее 01.06.2027г. объект по адресу: п. Совхозный, д. 57 перевести на децентрализованное теплоснабжение, а участок теплосети «существующая котельная-У26-У19-гараж» (см. схему сетей на рис. 6) вывести из эксплуатации.

После ввода в эксплуатацию в 2027г. новой котельной по адресу: п. Совхозный, 35А коммунально-промышленный район п. Совхозный будет находится за пределами зоны эффективного теплоснабжения СЦТ «Лесное». Теплоснабжение объектов в коммунально-промышленном районе п. Совхозный на перспективу до 2030г. рекомендуется осуществлять от источников децентрализованного теплоснабжения.

5.2.4 Обоснование перевода ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов на децентрализованное теплоснабжение.

В части 7.15 выполнена оценка тарифа на тепловую энергию (тарифные последствия) при отключении от СЦТ «Лесное» ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов с использованием методики определения радиуса эффективного теплоснабжения (далее РЭТ).

Перечень индивидуальных жилых домов и одноэтажных блокированных жилых домов, подключенных по состоянию на 2025г. к СЦТ «Лесное», которые рекомендуется перевести на индивидуальное (децентрализованное) теплоснабжение приведён в таблице 64.

Перевод на децентрализованное теплоснабжения ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов №№1, 2, 4, 6, 7 и 25 и вывод из эксплуатации соответствующих участков тепловой сети приведёт к снижению среднего (за год) тарифа на тепловую энергию на 3,04 руб даже без учёта снижения затрат на ремонт, амортизацию и т.д. Следовательно, ИЖД и одноэтажные блокированные жилые дома №№1, 2, 4, 6, 7 и 25 находятся за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

В части 7.11 выполнен расчёт затрат на отопление малоэтажных жилых зданий при различных вариантах организации теплоснабжения (см. табл. 65) и применительно к индивидуальным жилым домам и домам блокированной застройки сделаны следующие выводы:

- Для домов, расположенных в газифицированной части населённого пункта оптимальным вариантом, является теплоснабжение от индивидуальных газовых теплогенераторов. В

газифицированных населённых пунктах большинство частных домовладений в априори стремятся к индивидуальному теплоснабжению от газовых теплогенераторов понимая его преимущества – относительно недорогое и качественное теплоснабжение. Поэтому переход частных домовладений (индивидуальных жилых домов и блокированных жилых домов) на индивидуальное теплоснабжение происходит естественным образом, хотя и не так быстро из-за существенных первичных капитальных затрат.

- Для домов, расположенных в негазифицированной части населённого пункта оптимальным вариантом, является теплоснабжение с применением очаговых печей и твёрдотопливных котлов длительного горения или централизованное теплоснабжение. В последнее время широкое распространение среди населения стали получать котлы длительного горения, в том числе пеллетные и «всеядные» котлы.
- При расчётах использовался действующий норматив потребления тепловой энергии на отопление, который значительно выше фактического потребления тепла, что даёт основание предположить, что положительный экономический эффект для жителей от перехода ИЖД и одноэтажной блокированной застройки будет выражаться гораздо сильнее, чем это показано в расчётах.

Ещё один аргумент для перевода ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов на децентрализованное теплоснабжение – это не санкционированный отбор теплоносителя из отопительной сети в зонах ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов

Перевод ИЖД и одноэтажных домов блокированной застройки на индивидуальное отопление (теплоснабжение) от газовых теплогенераторов позволит значительно снизить финансовые затраты на теплоснабжение более чем в 1,7 раза для населения, проживающего в них (при условии применения льготного тарифа на теплоснабжения).

Переводу ИЖД и одноэтажных домов блокированной застройки на индивидуальное отопление (теплоснабжение) от газовых теплогенераторов позволит значительно снизить нагрузку на бюджет Катав-Ивановского муниципального района (разница до льготного тарифа).

Применительно к многоквартирным жилым домам и двухэтажным домам блокированной застройки расположенным в п. Совхозный и подключенных к централизованному теплоснабжению из таблицы 65 можно сделать следующие выводы:

- Учитывая компактное размещение и высокую плотность тепловых нагрузок, перевод жилых помещений в многоквартирных домах и в двухэтажных жилых домах блокированной застройки на теплоснабжение с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии не рекомендуется.
- Учитывая компактное размещение и высокую плотность тепловых нагрузок перевод МКД и двухэтажных жилых домов блокированной застройки в посёлке Совхозный на теплоснабжение с использованием общедомовых газовых теплогенераторов не рекомендуется.

5.2.5 Регламентированный порядок вывода из эксплуатации источников тепловой энергии и участков тепловых сетей.

В соответствии со статьёй 21 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ:

1. В целях недопущения ущемления прав и законных интересов потребителей тепловой энергии собственники или иные законные владельцы источников тепловой энергии, тепловых сетей обязаны осуществлять согласование с органами местного самоуправления и в случаях, установленных настоящей статьёй, с потребителями вывода указанных объектов в ремонт и из эксплуатации.

4. Собственники или иные законные владельцы источников тепловой энергии, тепловых сетей, планирующие вывод их из эксплуатации (консервацию или ликвидацию), не менее чем за восемь месяцев до планируемого вывода обязаны уведомить в целях согласования вывода их из эксплуатации орган местного самоуправления о сроках и причинах вывода указанных объектов из эксплуатации в случае, если такой вывод не обоснован в схеме теплоснабжения.

5. Орган местного самоуправления, в который направлено уведомление, вправе потребовать от собственников или иных законных владельцев источников тепловой энергии, тепловых сетей приостановить их вывод из эксплуатации на срок не более чем три года в случае наличия угрозы возникновения дефицита тепловой энергии, а собственники или иные законные владельцы указанных объектов обязаны выполнить данное требование органа местного самоуправления. В случае, если продолжение эксплуатации указанных объектов ведет к некомпенсируемым финансовым убыткам, собственникам или иным законным владельцам указанных объектов должна быть обеспечена соответствующая компенсация в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

В соответствии с разделом III Постановления Правительства РФ от 06.09.2012г. №889 «О выводе в ремонт и из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей»:

14. Вывод из эксплуатации тепловых сетей, с использованием которых осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых подключены к этим тепловым сетям в надлежащем порядке, осуществляется по согласованию с указанными потребителями. Согласование вывода из эксплуатации источника тепловой энергии и тепловых сетей осуществляется на основании результатов рассмотрения уведомления о выводе из эксплуатации, направляемого в орган местного самоуправления собственником или иным законным владельцем указанных объектов.

15. В случае если вывод из эксплуатации источника тепловой энергии и тепловых сетей предусмотрен схемой теплоснабжения поселения или округа (далее - схема теплоснабжения), вывод из эксплуатации осуществляется в сроки, установленные схемой теплоснабжения. В случае если собственник или иной законный владелец источника тепловой энергии или тепловых сетей, вывод которых из эксплуатации предусмотрен схемой теплоснабжения, в установленные схемой теплоснабжения сроки не осуществит вывод объектов из эксплуатации, владельцы смежных тепловых сетей и источников тепловой энергии вправе произвести отключение этих объектов от системы теплоснабжения.

16. Собственники или иные законные владельцы источников тепловой энергии и тепловых сетей, планирующие вывод их из эксплуатации (консервацию или ликвидацию), не менее чем за 8 месяцев до планируемого вывода обязаны в письменной форме уведомить в целях согласования вывода их из эксплуатации орган местного самоуправления поселения или округа (с указанием оборудования, выводимого из эксплуатации) о сроках и причинах вывода указанных объектов из эксплуатации в случае, если такой вывод не обоснован в схеме теплоснабжения. В уведомлении должны быть указаны потребители тепловой энергии, теплоснабжение которых может быть прекращено или ограничено в связи с выводом из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей.

17. К уведомлению о выводе из эксплуатации тепловых сетей, к которым в надлежащем порядке подключены теплопотребляющие установки потребителей тепловой энергии, прилагаются письменные согласования вывода тепловых сетей из эксплуатации, полученные от всех потребителей

тепловой энергии, указанных в уведомлении, в том числе потребителей в многоквартирных домах в случае непосредственного управления многоквартирным домом собственниками помещений.

Для согласования с потребителями тепловой энергии собственник или иной законный владелец тепловых сетей уведомляет потребителей тепловой энергии о предстоящем выводе из эксплуатации тепловых сетей посредством направления почтового отправления с уведомлением о вручении. Потребители обязаны направить собственнику или иному законному владельцу тепловых сетей в течение 15 дней со дня получения уведомления согласие в форме согласия с выводом из эксплуатации тепловых сетей или разногласия в случае возможного ограничения или прекращения теплоснабжения. В случае неполучения в течение 15 дней согласования потребителей вывода тепловых сетей из эксплуатации вывод их из эксплуатации считается согласованным и к уведомлению о выводе их из эксплуатации, направляемому в орган местного самоуправления, прикладываются уведомления о вручении почтовых отправлений, направленных потребителям.

18. Орган местного самоуправления, в который поступило уведомление о выводе из эксплуатации источника тепловой энергии и тепловых сетей, обязан в течение 30 дней рассмотреть и согласовать это уведомление или потребовать от владельца указанных объектов приостановить их вывод из эксплуатации не более чем на 3 года в случае наличия угрозы возникновения дефицита тепловой энергии, выявленного на основании анализа схемы теплоснабжения, при этом собственники или иные законные владельцы указанных объектов обязаны выполнить такое требование органа местного самоуправления.

Часть 5.3 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения.

Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения выполняется путём сопоставления капитальных и эксплуатационных затрат по каждому предложенному варианту.

Технико-экономическое обоснование вариантов перспективного развития системы теплоснабжения выполняется при наличии предложений (см. п. 100 в [2]):

- направленных на реконструкцию и (или) модернизацию котельных с увеличением зоны их действия;
- по строительству источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (в случае отсутствия объекта строительства в утвержденной схеме и программе развития Единой энергетической системы России);
- по переоборудованию котельной в источник тепловой энергии, функционирующий в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электрической энергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.

Реконструкция существующей котельной не рекомендуется, так как потребуются капитальные затраты сопоставимые со строительством новой котельной, а эффект после реконструкции котельной будет незначительным.

Технико-экономическое обоснование строительства новой АГБМК выполнено в п. 5.2.2.

При актуализации схемы теплоснабжения на 2026г. за основу принят приоритетный (первый) вариант развития системы теплоснабжения Лесного СП.

Часть 5.4 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей.

Реконструкция существующей котельной не рекомендуется, так как потребуются капитальные затраты сопоставимые со строительством новой котельной, а эффект после реконструкции котельной будет незначительным.

Технико-экономическое обоснование строительства новой АГБМК выполнено в п. 5.2.2.

При актуализации схемы теплоснабжения на 2026г. за основу принят приоритетный (первый) вариант развития системы теплоснабжения Лесного СП. Все расчёты, балансы и т.д. приведённые ниже выполнены для приоритетного (первого) варианта развития системы теплоснабжения Лесного СП.

Анализ ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения выполнен в главе 14.

Часть 5.5 Описание изменений в мастер – плане развития систем теплоснабжения муниципального округа за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения.

Существенных изменений при актуализации схемы теплоснабжения на 2026г. относительно ранее принятого варианта развития системы теплоснабжения Лесного СП нет.

При актуализации схемы теплоснабжения на 2026г. за основу принят приоритетный (первый) вариант развития системы теплоснабжения Лесного СП. Все расчёты, балансы и т.д. приведённые ниже выполнены для приоритетного (первого) варианта развития системы теплоснабжения Лесного СП.

Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах.

Существующие и перспективные расходы воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии по СЦТ «Лесное» приведены в таблице 62

Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «Лесное» приведены в таблице 63.

Часть 6.1 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя определена в соответствии с указаниями Приказа Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 года № 325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии» (см. [26]): нормативные утечки теплоносителя составляют 0,25% от ёмкости системы теплоснабжения в час.

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в зоне действия СЦТ «Лесное» приведена в таблице 63 (стр. 8.1).

Часть 6.2 Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения.

СЦТ «Лесное» открытая система теплоснабжения (горячего водоснабжения).

В соответствии с принятым приоритетным вариантом развития системы теплоснабжения Лесного СП, на перспективу до 2030г. предлагается сохранить СЦТ «Лесное» как открытую систему теплоснабжения.

Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии приведён в таблице 63 (стр. 9).

Часть 6.3 Сведения о наличии баков-аккумуляторов.

Сведения о наличии баков-аккумуляторов СЦТ «Лесное» и об их параметрах по состоянию на 2025г. приведены в таблице 5. Предусмотрены два наружных, подогреваемых резервуара запаса водоподготовленной воды объёмом по 200 м³ каждый.

Баки-аккумуляторы для горячего водоснабжения в составе СЦТ «Лесное» не предусмотрены.

Водоснабжение перспективной котельной должно осуществляться в соответствии с требованиями раздела 18 в [15]: Для котельных первой и второй категорий должно быть предусмотрено два ввода водопровода и (или) создан нормативный запас воды.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 62 Существующие и перспективные расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии в зоне действия СЦТ «Лесное».

№пп	Наименование показателя	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	тыс.м.куб.	6,51	10,92	нет данных	нет данных	нет данных	2,44	2,44	2,44	2,37	2,34	2,31
1.1	нормативные утечки теплоносителя	тыс.м.куб.	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	2,37	2,34	2,31
1.2	сверхнормативные утечки теплоносителя и отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	тыс.м.куб.	-4,07	-8,48	—	—	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таблица 63 Существующие и перспективные балансы производительности ВПУ и подпитки тепловой сети СЦТ «Лесное».

№пп	Параметр	Ед. изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Присоединённая нагрузка	Гкал/ч	2,12	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,81	1,79	1,77
2	Объём системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	111,30	111,30	111,30	111,30	111,3	111,30	111,30	111,30	108,02	106,79	105,46
3	Производительность ВПУ (располагаемая)	т/ч	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
4	Срок службы	лет	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных
5	Количество баков-аккумуляторов теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
6	Общая емкость баков-аккумуляторов	м.куб.	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
7	Расчетный часовой расход для подпитки системы теплоснабжения	т/ч	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,27	0,27	0,26
8	Всего подпитка тепловой сети, в том числе:	т/ч	0,74	1,25	нет данных	нет данных	нет данных	0,28	0,28	0,28	0,27	0,27	0,26
8.1	нормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,27	0,27	0,26
8.2	сверхнормативные утечки теплоносителя	т/ч	0,46	0,97	—	—	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели ГВС	т/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0,73	0,73	0,73	0,73	1,18	1,18	1,18
10	Объём аварийной подпитки (химически не обработанной и не деаэрированной водой)	т/ч	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,16	2,14	2,11
11	Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	т/ч	39,72	39,72	39,72	39,72	39,72	39,72	39,72	39,72	39,73	39,73	39,74
12	Доля резерва	%	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3	99,3

Часть 6.4 Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.

В соответствии с п. 6.16 в [14]: «При отсутствии данных по фактическим объемам воды в системе теплоснабжения допускается принимать его равным 65 м³ на 1 МВт (75,6 м³ на 1 Гкал/ч) расчетной тепловой нагрузки при закрытой системе теплоснабжения, 70 м³ на 1 МВт (81,4 м³ на 1 Гкал/ч) – открытой системе и 30 м³ на 1 МВт средней нагрузки – для отдельных сетей горячего водоснабжения».

В соответствии с МДК 4-05.2004 (см. [12]): При отсутствии информации о типе нагревательных приборов, которыми оснащены системы теплопотребления (отопления, приточной вентиляции), допустимо принимать значение удельного объема для систем в размере 30 м.куб на 1 Гкал/ч. Емкость местных систем горячего водоснабжения в открытых системах теплоснабжения можно определять при 6 м.куб на 1 Гкал/ч средней часовой тепловой нагрузки.

Максимальный часовой расход подпиточной воды (G) для закрытых систем теплоснабжения определяем в соответствии с п. 6.16 в [14] по формуле:

$$G = 0,0025 \cdot V_{\text{тс}} + G_{\text{м}}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

где G_м – расход воды на заполнение наибольшего по диаметру участка тепловой сети (см. таблицу 3 в [14]), м³/ч

Сведения о фактическом расходе подпиточной воды в зоне действия СЦТ «Лесное» за 2020-2024 гг. представлены в таблице 62.

В соответствии с п. 6.22 в [14] для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и не деаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2% среднегодового объёма воды в тепловой сети и присоединённых системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем ГВС, присоединённых через водоподогреватели), если другое не предусмотрено проектными (эксплуатационными) решениями.

Нормативный и фактический часовой расход подпиточной воды в зоне действия СЦТ «Лесное» приведён в таблице 63 (стр. 7 и 8).

Часть 6.5 Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок (ВПУ) и потерь теплоносителя в зоне действия каждого источника тепловой энергии с учетом развития систем теплоснабжения приведён в таблице 63 (стр. 3, 7 и 8).

Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.

Часть 7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.

7.1.1 Определения.

В Приказе Минрегиона РФ от 27.02.2010г. №79 приведена классификация малоэтажных жилых домов (см. рис. 23):

- Индивидуальные жилые дома - отдельно стоящие жилые дома с количеством этажей не более чем три, предназначенные для проживания одной семьи;
- Блокированные жилые дома - жилые дома с количеством этажей не более чем три, состоящие из нескольких блоков, количество которых не превышает десять и каждый из которых предназначен для проживания одной семьи, имеет общую стену (общие стены) без проемов с соседним блоком или соседними блоками, расположен на отдельном земельном участке и имеет выход на территорию общего пользования;
- Многоквартирные малоэтажные жилые дома - жилые дома с количеством этажей не более чем три, состоящие из одной или нескольких блок-секций, количество которых не превышает четыре, в каждой из которых находятся несколько квартир и помещения общего пользования, и каждая из которых имеет отдельный подъезд с выходом на территорию общего пользования.



Рисунок 23 Виды малоэтажных домов.

7.1.2 Основная нормативно-правовая база.

В соответствии с пунктом 15 статьи 14 Федерального закона РФ № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (см. [3]): 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 Российской Федерации, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения.

Пункт 122 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (см. [2]) рекомендует вывод из эксплуатации тепловых сетей с незначительной тепловой нагрузкой (с относительными потерями тепловой энергии при передаче тепловой энергии по тепловым сетям более 75% от тепловой энергии, отпущенной в рассматриваемые тепловые сети).

7.1.3 Условия подключения к централизованным системам теплоснабжения.

Теплопотребляющие установки и тепловые сети потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, находящиеся в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения источника, подключаются к этому источнику. Подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, находящихся в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения источника, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения с учетом особенностей, предусмотренных Федеральным законом РФ от 27 июля 2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается.

В случае отсутствия технической возможности подключения к системе централизованного теплоснабжения или при отсутствии свободной мощности в соответствующей точке на момент обращения допускается временная организация теплоснабжения здания (группы зданий) от крышной или передвижной котельной, оборудованной котлами конденсационного типа на период, определяемый единой теплоснабжающей организацией.

Подключение потребителей к системам централизованного теплоснабжения осуществляется только по закрытым схемам.

При создании в поселении единой теплоснабжающей организации (ЕТО), определяющей в границах своей деятельности техническую политику и соблюдение законов в части эффективного теплоснабжения, условия организации централизованного и децентрализованного теплоснабжения формируются указанной организацией с учетом действующей схемы теплоснабжения и нормативов.

7.1.4 Условия для организации поквартирного теплоснабжения малоэтажных МКД.

п. 44 Правил подключения к системам теплоснабжения (утв. постановлением Правительства РФ от 16 апреля 2012 г. N 307) гласит: В перечень индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, которые запрещается использовать для отопления жилых помещений в многоквартирных домах при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения, за исключением случаев, определенных схемой

теплоснабжения, входят источники тепловой энергии, работающие на природном газе, не отвечающие следующим требованиям:

- наличие закрытой (герметичной) камеры сгорания;
- наличие автоматики безопасности, обеспечивающей прекращение подачи топлива при прекращении подачи электрической энергии, при неисправности цепей защиты, при погасании пламени горелки, при падении давления теплоносителя ниже предельно допустимого значения, при достижении предельно допустимой температуры теплоносителя, а также при нарушении дымоудаления;
- температура теплоносителя - до 95 градусов Цельсия;
- давление теплоносителя - до 1 МПа.

Свод правил СП 41-108-2004 «Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе» распространяется на проектирование, строительство и эксплуатацию поквартирных систем теплоснабжения.

В соответствии с СП 41-108-2004 устанавливается ряд требований, в том числе:

- Забор воздуха для горения должен производиться непосредственно снаружи здания воздухопроводами. Устройство дымоотводов от каждого теплогенератора индивидуально через фасадную стену многоэтажного жилого здания запрещается.
- Объем помещения для установки теплогенератора должен быть не менее 15 куб. м.
- Наличие у котла закрытой (герметичной) камеры сгорания;
- Наличие автоматики безопасности, обеспечивающей прекращение подачи топлива при прекращении подачи электрической энергии, при неисправности цепей защиты, при погасании пламени горелки, при падении давления теплоносителя ниже предельно допустимого значения, при достижении предельно допустимой температуры теплоносителя, а также при нарушении дымоудаления.

Отказ от централизованного отопления представляет собой как минимум процесс по замене и переносу инженерных сетей и оборудования, требующих внесения изменений в технический паспорт. В соответствии со статьей 25 Жилищного кодекса РФ такие действия именуются переустройством жилого помещения (жилого дома, квартиры, комнаты), порядок проведения которого регулируется как главой 4 ЖК РФ, так и положениями Градостроительного кодекса РФ о реконструкции внутридомовой системы отопления (то есть получении проекта реконструкции, разрешения на реконструкцию, акта ввода в эксплуатацию и т.п.).

В соответствии с частью 1 статьи 25 Жилищного кодекса Российской Федерации, пунктом 1.7.1 Правил и норм технической эксплуатации жилищного фонда, утвержденных Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному комплексу от 27.09.2003 № 170 (далее – Правила), замена нагревательного оборудования является переустройством жилого помещения. Частью 1 статьи 26 Жилищного кодекса Российской Федерации установлено, что переустройство жилого помещения производится с соблюдением требований законодательства по согласованию с органом местного самоуправления на основании принятого им решения.

Согласно п. 1.7.2 Правил, переоборудование и перепланировка жилых домов и квартир (комнат), ведущие к нарушению прочности или разрушению несущих конструкций здания, нарушению в работе инженерных систем и (или) установленного на нем оборудования, ухудшению сохранности и внешнего вида фасадов, нарушению противопожарных устройств, не допускаются.

Приборы отопления служат частью отопительной системы жилого дома, их демонтаж без соответствующего разрешения уполномоченных органов и технического проекта, может привести к нарушению порядка теплоснабжения многоквартирного дома. То есть, если с момента

постройки многоквартирный дом рассчитан на централизованное теплоснабжение, то установка индивидуального отопления в квартирах нарушает существующую внутридомовую схему подачи тепла.

Переустройство помещения осуществляется по согласованию с органом местного самоуправления, на территории которого расположено жилое помещение по заявлению о переустройстве жилого помещения. Форма такого заявления утверждена Постановлением Правительства РФ от 28.04.2005 № 266 «Об утверждении формы заявления о переустройстве и (или) перепланировке жилого помещения и формы документа, подтверждающего принятие решения о согласовании переустройства и (или) перепланировки жилого помещения».

Одновременно с указанным заявлением представляются документы, определенные в статье 26 Жилищного кодекса РФ, в том числе подготовленные и оформленные проект и техническая документация установки автономной системы теплоснабжения (автономный источник теплоснабжения может быть электрическим, газовым и т.п.). Данный проект выполняется организацией, имеющей свидетельство о допуске к выполнению такого вида работ, которое выдается саморегулируемыми организациями в строительной отрасли. Поскольку внутридомовая система теплоснабжения многоквартирного дома входит в состав общего имущества такого дома, а уменьшение его размеров, в том числе и путем реконструкции системы отопления посредством переноса стояков, радиаторов и т.п. хотя бы в одной квартире, возможно только с согласия всех собственников помещений в многоквартирном доме (ч. 3 ст. 36 ЖК РФ).

То есть, для оснащения квартиры индивидуальным источником тепловой энергии желающим, кроме согласования этого вопроса с органами местного самоуправления, необходимо также получение на это переустройство согласия всех собственников жилья в многоквартирном доме.

Отсутствие всех вышеперечисленных документов может трактоваться как самовольное отключение от централизованного теплоснабжения. Самовольная реконструкция систем теплопотребления — это не что иное, как разрегулировка сетей и внутренних систем всего многоквартирного жилого дома. Эти работы могут привести к нарушению гидравлического режима, неправильному распределению тепла, перегреву или недогреву помещений, и, в конечном итоге, к нарушению прав других потребителей тепловых услуг. Перевод на автономное отопление отдельно взятой квартиры в многоквартирном доме приводит к изменению теплового баланса дома и нарушению работы инженерной системы дома, к значительному увеличению расхода газа, на что существующие газовые трубы (их сечение) не рассчитаны. Кроме этого, при отключении основной доли потребителей в многоквартирных домах увеличивается резерв мощности котельной, что негативно сказывается на работе теплоснабжающей организации и на предоставлении услуг теплоснабжения остальным потребителям (например, следует рост тарифа для остальных потребителей, что ущемляет их права).

Согласно действующим строительным нормам и правилам (СНиП 31-01-2003 «Здания жилые многоквартирные», п.7.3.7) применение систем поквартирного теплоснабжения может быть предусмотрено только во вновь возводимых зданиях, которые изначально проектируются под установку индивидуальных теплогенераторов в каждой квартире. Допускается перевод существующих многоквартирных жилых домов на поквартирное теплоснабжение от индивидуальных теплогенераторов с закрытыми камерами сгорания на природном газе при **полной проектной реконструкции инженерных систем дома, а именно:**

- общей системы теплоснабжения дома;
- общей системы газоснабжения дома, в т.ч. внутридомового газового оборудования, газового ввода;
- системы дымоудаления и подвода воздуха для горения газа.

Собственниками помещений многоквартирного дома, перешедшими с централизованного отопления на индивидуальное, оплачивается только собственное потребление. Однако, жилищное законодательство (статьи 30 и 39 Жилищного Кодекса Российской Федерации) не освобождает граждан, отключившихся от центрального отопления, от оплаты за тепловые потери системы отопления многоквартирного дома и расход тепловой энергии на общедомовые нужды.

Учитывая вышеизложенные факты отказ от централизованного теплоснабжения и переход на поквартирное теплоснабжение, возможен и целесообразен только **для многоквартирного дома в целом**. Органами местного самоуправления издается постановление о переводе всех квартир МКД на индивидуальное теплоснабжение при одновременном соблюдении трёх условий:

- наличие решения о переводе всех квартир МКД на индивидуальное теплоснабжение принятого жителями МКД на общедомовом собрании;
- мероприятие о переводе всех квартир конкретного МКД на индивидуальное теплоснабжение должно быть предусмотрено в утверждённой схеме теплоснабжения;
- наличие технической возможности реализации решения о переводе всех квартир конкретного МКД на индивидуальное теплоснабжение.

По данным администрации Лесного СП, случаев применения отопления жилых помещений в МКД с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии на территории Лесного СП, не зафиксировано.

В схеме теплоснабжения Лесного СП, разработанной (актуализированной) ранее не предусматривался переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах подключенных к централизованному теплоснабжению с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии!

Вывод: Основная жилая застройка посёлка Совхозный — это компактно расположенные одиннадцать двухэтажных жилых домов блокированной застройки, три четырёхэтажных МКД и один пятиэтажный МКД. Вышеуказанные дома подключены к централизованному теплоснабжению. Учитывая компактное размещение и высокую плотность тепловых нагрузок, перевод жилых помещений в вышеуказанных многоквартирных домах и в двухэтажных жилых домах блокированной застройки на теплоснабжение с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии не целесообразно.

7.1.5 Условия для организации теплоснабжения МКД от общедомового газового теплогенератора.

В соответствии с пунктом 3.4 свода правил «СП 41-104-2000 Проектирование автономных источников теплоснабжения»:

- Не допускается встраивать котельные в жилые многоквартирные здания.
- Для жилых зданий допускается устройство пристроенных и крышных котельных.
- Указанные котельные допускается проектировать с применением водогрейных котлов с температурой воды до 115 °С. При этом тепловая мощность котельной не должна быть более 3,0 МВт. Не допускается проектирование пристроенных котельных, непосредственно примыкающих к жилым зданиям со стороны входных подъездов и

участков стен с оконными проемами, где расстояние от внешней стены котельной до ближайшего окна жилого помещения менее 4 м по горизонтали, а расстояние от перекрытия котельной до ближайшего окна жилого помещения менее 8 м по вертикали.

- Не допускается размещение крышных котельных непосредственно на перекрытиях жилых помещений (перекрытие жилого помещения не может служить основанием пола котельной), а также смежно с жилыми помещениями (стена здания, к которому пристраивается крышная котельная, не может служить стеной котельной).

Вывод: Учитывая компактное размещение МКД и высокую плотность тепловых нагрузок перевод МКД и двухэтажных жилых домах блокированной застройки в посёлке Совхозный на теплоснабжение с использованием общедомовых газовых теплогенераторов не целесообразно.

7.1.6 Условия для организации индивидуального теплоснабжения индивидуальных жилых домов и блокированных жилых домов.

Перевод индивидуальных жилых домов и одноэтажных блокированных жилых домов (таун-хаусов) с централизованного теплоснабжения на индивидуальное (автономное) теплоснабжение возможен без существенных нормативно-правовых ограничений.

Возможны технические ограничения, связанные с недостаточной пропускной способностью электрических сетей, в случае перехода на индивидуальное теплоснабжение с использованием электричества (электродкотёл, ПЛЭН, греющий кабель).

Перечень индивидуальных жилых домов (ИЖД) и одноэтажных блокированных жилых домов, подключенных к СЦТ «Лесное» в посёлке Совхозный, которые рекомендуется перевести на индивидуальное теплоснабжение от автономных газовых теплогенераторов представлен в таблице 64.

Таблица 64 Перечень ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов, которые рекомендуется перевести на индивидуальное теплоснабжение от автономных газовых теплогенераторов.

№пп	Адрес узла ввода	Этажность	Количество квартир	Отапливаемая площадь, м.кв.	Расчётная тепловая нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчётный отпуск тепла на отопление, Гкал/год	Расчётная тепловая нагрузка на ГВС (средняя в сутки максимального водопотребления), Гкал/ч	Расчётный отпуск тепла на ГВС, Гкал/год	Суммарная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Суммарный отпуск тепла, Гкал/год	Примечание
1	п. Совхозный, 1	1	1	69,8	0,00852	22,39	0,0002	0,66	0,0087	23,05	—
2	п. Совхозный, 2	1	2	126,8	0,01548	40,68	0,0002	0,84	0,0157	41,52	—
3	п. Совхозный, 4	1	2	76,8	0,00938	24,6	0,0000	0,1	0,0094	24,71	—
4	п. Совхозный, 6	1	2	61,4	0,00750	19,7	0,0007	2,8	0,0082	22,47	—
3	п. Совхозный, 7	1	1	78,8	0,00962	16,2	0,0000	0,1	0,0096	16,27	—
4	п. Совхозный, 25	1	1	202,5	0,02472	67,5	0,0011	4,5	0,0258	71,98	ветхий
Итого по СЦТ "Лесное"		—	9	616,1	0,075	191,1	0,002	8,93	0,077	200,0	—

Часть 7.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

На территории Лесного СП источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

Часть 7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения.

На территории Лесного СП источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии (генерирующие объекты), отсутствуют.

Часть 7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.

Строительство источников тепловой энергии на территории Лесного СП, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в утвержденной схеме и программе развития Единой энергетической системы России не предусмотрено.

Часть 7.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.

На территории Лесного СП источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

Часть 7.6 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.

В отдельных случаях, при отсутствии технической возможности электроснабжения от внешних электросетей по двум независимым линиям и от разных источников, должны быть предусмотрены автономные электрогенераторы.

В отопительный период в качестве источника рабочего электропитания можно использовать газотурбинный генератор (ГТГ) или газопоршневой генератор (ГПП) с утилизацией тепловой энергии, а в качестве резервного источника электроэнергии использовать существующую линию внешнего электроснабжения. Для повышения энергоэффективности работы генератора (утилизации тепловой энергии сопутствующей процессу выработке электрической энергии) рекомендуется контур охлаждения генератора подключить к обратному

трубопроводу системы теплоснабжения. Стоимость ГТГ мощностью 50кВт «под ключ» обойдётся 2,0 млн. руб. Мероприятие позволит существенно снизить затраты на электроэнергию и повысить надёжность электроснабжения.

Такое техническое решение рекомендуется реализовывать, в первую очередь, в котельных, для которых одновременно соблюдаются следующие условия:

- существует необходимость технического перевооружения или реконструкции котельной;
- в котельной в качестве основного топлива используется природный газ;
- отсутствует резервная линия электроснабжения населённого пункта, в котором расположена котельная;
- средняя потребляемая электрическая мощность оборудования котельной в отопительный период не ниже 50 кВт.

Преимущества ГТГ по сравнению с ГПП (или традиционными дизельными) генераторами:

- более высокий электрический КПД при полной загрузке (достигает 50%);
- существенно ниже цена;
- значительно ниже удельный расход масла (в несколько раз);
- значительно ниже уровень шума;
- значительно меньше габаритные размеры и вес;
- выше надёжность;
- значительно выше срок службы (в два-три раза);

Недостатки ГТГ по сравнению с ГПП (или традиционными дизельными) генераторами: КПД ГТГ значительно снижается при снижении нагрузки.

Комментарии: Работа котельной характеризуется непрерывным графиком работы и постоянством электрических нагрузок. Для реализации преимуществ ГТГ генерирующая электрическая мощность должна покрывать только постоянную составляющую нагрузочного графика котельной.

Вывод: Учитывая незначительную мощность электрооборудования перспективной котельной СЦТ «Лесное», выработка электроэнергии на собственные нужды котельной не целесообразна.

Часть 7.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.

Реконструкция существующей котельной с увеличением зоны её действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии не требуется. В п. Совхозный функционирует одна СЦТ.

Часть 7.8 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

На территории Лесного СП источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

Часть 7.9 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

На территории Лесного СП источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

Часть 7.10 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.

В соответствии с рекомендациями, изложенными в схеме теплоснабжения, планируется вывод из эксплуатации (консервация) котельной по адресу: п. Совхозный, 48 после ввода в эксплуатацию новой автоматической газовой блочно-модульной котельной (АГБМК) по адресу: п. Совхозный, 35А. Техничко-экономическое обоснование строительства АГБМК мощностью 3,0Гкал/ч по адресу: Челябинская область, Катав-Ивановский район, п. Совхозный, 35А (кадастровый номер земельного участка - 74:10:0000000:2174) и вывод из эксплуатации существующей котельной в п. Совхозный, 48 выполнено в п. 5.2.2.

Часть 7.11 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.

Варианты организации теплоснабжения малоэтажных домов, а также преимущества и недостатки каждого из них, приведены в таблице 65.

Ниже приведён расчёт затрат на отопление при различных вариантах организации теплоснабжения малоэтажных домов.

Одноставочный тариф на электроэнергию для населения, проживающего в сельских населённых пунктах Челябинской области на первое полугодие 2025 года, составляет $T_{\text{э}} = 2,97$ руб/кВт·ч.

Тариф на тепловую энергию поставляемой для населения в первом полугодии 2025 года составляет $T_{\text{тэ}} = 3560,79$ руб/Гкал (см. таблицу 41).

Льготный тариф на тепловую энергию поставляемой для населения в первом полугодии 2025 года составляет $T_{\text{тэ}} = 1600,03$ руб/Гкал (см. таблицу 43).

Тариф на газ для населения (отопление, горячее водоснабжение и приготовление пищи) составляет на первое полугодие 2025 года $T_{\text{г}} = 6,424$ руб/м³.

Стоимость берёзовых дров $T_{\text{д}} = 2,5$ тыс.руб/м³. Плотность 0,5 т/м³

1тыс.кВт·ч электрической энергии эквивалентна 0,123 тоннам условного топлива или 1т.у.т. = 8,13 тыс.кВтч.

1тыс.м³ природного газа равна 1,154 тоннам условного топлива или 1т.у.т. = 0,87тыс. м³

1тонна берёзовых дров равна 0,3 тоннам условного топлива или 1т.у.т. = 3,33 тонн дров.

Средний КПД газового котла $\text{КПД}_{\text{г}} = 0,85$

Средний КПД электродвигателя $\text{КПД}_{\text{э}} = 1$

Средний КПД твёрдотопливного дровяного котла $\text{КПД}_{\text{д}} = 0,7$

Расчётное удельное потребление тепловой энергии на отопление и вентиляцию 1м² площади индивидуального жилого дома $\text{H}_{\text{г}} = 0,204$ Гкал/год (из таблицы 50).

Рассчитаем стоимость одной тонны условного топлива, получаемой из природного газа и получаемой от электрической энергии.

Таким образом, стоимость одной т.у.т.:

1т.у.т. по газу	$Стутг = 0,87 \cdot Тг \cdot 1000 = 0,87 \cdot 6,424 \cdot 1000 =$	5588,88 руб
1т.у.т. по электрической энергии (село)	$Стутэ = 8,13 \cdot Тэс \cdot 1000 = 8,13 \cdot 2,97 \cdot 1000 =$	24146,1 руб
1т.у.т. по дрова	$Стутд = 3,33 \cdot Тд \cdot 1000 = 3,33 \cdot 5 \cdot 1000 =$	16650,0 руб

Рассмотрим четыре варианта отопления квартиры площадью 60м²: первый - с использованием электрокотла при тарифе для сельской местности; второй - с использованием твёрдотопливного дровяного котла; третий – с использованием газового котла и четвёртый – централизованное теплоснабжение. При расчётах будем пренебрегать затратами на электроэнергию, потребляемую циркуляционным насосом, так как они будут незначительными и постоянными для вариантов 1,2 и 3.

Объём необходимой тепловой энергии для отопления квартиры площадью $S=60\text{м}^2$ в двухэтажном МКД или ИЖД – $Q = S \cdot Hг = 60 \cdot 0,204 = 12,24 \text{ Гкал/год}$

1Гкал тепловой энергии равна 0,14286 тоннам условного топлива (т.у.т.) или 1т.у.т. = 7,0Гкал

Расход условного топлива за год при отоплении с использованием электрокотла:

$$Vэ = Q \cdot 0,14286 / КПДэ = 12,24 \cdot 0,14286 / 1 = 1,7486 \text{ т.у.т}$$

Расход условного топлива за год при отоплении с использованием газового котла:

$$Vг = Q \cdot 0,14286 / КПДг = 12,24 \cdot 0,14286 / 0,85 = 2,0157 \text{ т.у.т}$$

Расход условного топлива за год при отоплении с использованием твёрдотопливного дровяного котла:

$$Vд = Q \cdot 0,14286 / КПДд = 12,24 \cdot 0,14286 / 0,7 = 2,498 \text{ т.у.т}$$

Финансовые затраты на отопление с использованием электрокотла для сельской местности:

$$Зэ = Vэ \cdot Стутэ = 1,7486 \cdot 24146,1 = 42221,87 \text{ рублей в год}$$

Финансовые затраты на отопление с использованием газового котла:

$$Зг = Vг \cdot Стутг = 2,0157 \cdot 5588,88 = 11265,51 \text{ рублей в год}$$

Финансовые затраты на отопление с использованием твёрдотопливного дровяного котла:

$$Зд = Vд \cdot Стутд = 2,498 \cdot 16650 = 41591,7 \text{ рублей в год}$$

Финансовые затраты на отопление от СЦТ при тарифе на тепловую энергию $Ттэ = 3560,79 \text{ руб/Гкал}$ составят: $Зтэ = Q \cdot Ттэ = 43584,07 \text{ рублей в год}$

Финансовые затраты на отопление от СЦТ при тарифе на тепловую энергию $Ттэ.л. = 1600,03 \text{ руб/Гкал}$ составят: $Зтэ.л. = Q \cdot Ттэ.л. = 19584,38 \text{ рублей в год}$

Результаты расчётов затрат на отопление при различных вариантах организации теплоснабжения приведены в таблице 65.

Применительно к индивидуальным жилым домам и одноэтажным домам блокированной застройки расположенным в п. Совхозный из таблицы 65 можно сделать следующие выводы:

- Для домов, расположенных в газифицированной части населённого пункта оптимальным вариантом, является теплоснабжение от индивидуальных газовых теплогенераторов. В газифицированных населённых пунктах большинство частных домовладений в априори стремятся к индивидуальному теплоснабжению от газовых теплогенераторов понимая его преимущества – относительно недорогое и качественное теплоснабжение. Поэтому переход частных домовладений (индивидуальных жилых домов и блокированных жилых домов) на индивидуальное теплоснабжение происходит естественным образом, хотя и не так быстро из-за существенных первичных капитальных затрат.

- Для домов, расположенных в негазифицированной части населённого пункта оптимальным вариантом, является теплоснабжение с применением очаговых печей и твёрдотопливных котлов длительного горения или централизованное теплоснабжение. В последнее время широкое распространение среди населения стали получать котлы длительного горения, в том числе пеллетные и «всеядные» котлы.
- При расчётах использовался действующий норматив потребления тепловой энергии на отопление, который значительно выше фактического потребления тепла, что даёт основание предположить, что положительный экономический эффект от перехода ИЖД и одноэтажной блокированной застройки будет выражаться гораздо сильнее, чем это показано в расчётах.

Перечень индивидуальных жилых домов и одноэтажных блокированных жилых домов, подключенных по состоянию на 2025г. к СЦТ «Лесное», которые рекомендуется перевести на индивидуальное (децентрализованное) теплоснабжение приведён в таблице 64.

Оценка тарифа на тепловую энергию (тарифные последствия) при отключении от СЦТ ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов с использованием методики определения радиуса эффективного теплоснабжения (далее РЭТ) выполнена в части 7.15.

Перевод на децентрализованное теплоснабжение ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов обеспечит снижение тарифа тепловую энергию не менее чем на **3,04руб/Гкал** в зоне действия СЦТ «Лесное» даже без учёта снижения затрат на ремонт, амортизацию и т.д.

Ещё один аргумент для перевода ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов на децентрализованное теплоснабжение – это не санкционированный отбор теплоносителя из отопительной сети в зонах ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов

Перевод ИЖД и одноэтажных домов блокированной застройки на индивидуальное отопление (теплоснабжение) от газовых теплогенераторов позволит значительно снизить финансовые затраты на теплоснабжение более чем в 1,7 раза для населения, проживающего в них (при условии применения льготного тарифа на теплоснабжения).

Переводу ИЖД и одноэтажных домов блокированной застройки на индивидуальное отопление (теплоснабжение) от газовых теплогенераторов позволит значительно снизить нагрузку на бюджет Катав-Ивановского муниципального района (разница до льготного тарифа).

Применительно к многоквартирным жилым домам и двухэтажным домам блокированной застройки расположенным в п. Совхозный и подключенных к централизованному теплоснабжению из таблицы 65 можно сделать следующие выводы:

- Учитывая компактное размещение и высокую плотность тепловых нагрузок, перевод жилых помещений в многоквартирных домах и в двухэтажных жилых домах блокированной застройки на теплоснабжение с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии не рекомендуется.
- Учитывая компактное размещение и высокую плотность тепловых нагрузок перевод МКД и двухэтажных жилых домов блокированной застройки в посёлке Совхозный на теплоснабжение с использованием общедомовых газовых теплогенераторов не рекомендуется.

Таблица 65 Варианты организации теплоснабжения малоэтажных жилых домов.

Вариант отопления	Финансовые затраты на отопление квартиры площадью 60м.кв. тыс.руб в год	Коэффициент, отражающий разницу в затратах на отопление по сравнению с отоплением по варианту с использованием индивидуального газового котла, у.е.	Первоначальные затраты на реализацию, тыс.руб	Достоинства		Недостатки	
Квартиры в МКД.							
Теплоснабжение от индивидуального (поквартирного) газового теплогенератора.	11,266	1,00	150,00	Дешёвый способ отопления. Одна Гкал стоит около 828 рублей.	Качественное теплоснабжение. Возможность регулирования температуры. Реализация качественного горячего водоснабжения.	Значительные первоначальные затраты финансовых средств и времени. Существует опасность утечек и взрыва газа. Требуется своевременное квалифицированное обслуживание газового оборудования.	Необходим одновременный переход всех квартир в МКД на поквартирное теплоснабжение. Отсутствует резервный источник теплоснабжения. Не отработан механизм распределения затрат на отопление общедомовых площадей. Высока вероятность умышленного обогрева отдельных квартир за счёт соседей, что может вызывать конфликты среди жителей МКД. Переход отдельных МКД на поквартирное отопление приводит к уменьшению полезного отпуска тепла, и, соответственно, снижается рентабельность котельных СЦТ.
Теплоснабжение от индивидуального электрического теплогенератора при тарифе (однозонный, первый диапазон) для населения, проживающего в сельских населённых пунктах/	42,222	3,75	30,00	Не требует больших первоначальных затрат. Сроки реализации не значительны. Относительно безопасный и способ отопления.		Очень дорогой способ отопления. Одна Гкал стоит около 4564 рублей. При массовом переходе на электроотопление потребуется многократное увеличение мощности электросетей. Способ отопления является крайне неэффективным с точки зрения рационального использования ТЭР.	
Теплоснабжение от общедомового газового теплогенератора.	зависят от способа реализации	–	зависят от способа реализации	Способ отопления является наиболее эффективным с точки зрения рационального использования ТЭР.	Качественное теплоснабжение. Возможность регулирования температуры. Реализация качественного горячего водоснабжения. Отработаны механизмы распределения затрат на отопление общедомовых площадей.	В соответствии с п. 3.4 в СП 41-104-2000 "Проектирование автономных источников теплоснабжения" существует ряд ограничений по расположению общедомовых котелен (запрещено встраивать котельни, размещать на перекрытиях жилых помещений, практически пристраивать можно только к тому торцу, где отсутствуют окна)	
Теплоснабжение от общедомового электрического теплогенератора при тарифах (категория: "прочие")	зависят от способа реализации	–	зависят от способа реализации	Сроки реализации не значительны. Относительно безопасный и дешёвый способ отопления.		При массовом переходе на электроотопление потребуется многократное увеличение мощности электросетей. Способ отопления является крайне неэффективным с точки зрения рационального использования ТЭР.	
Централизованное теплоснабжение при тарифе Ттэ=3560,79 руб/Гкал (МУП "ТеплоЭнерго" за 1-ое полугодие 2025г)	43,584	3,87	0,00	Не требует первоначальных затрат. Услуга гарантируется теплоснабжающей организацией и контролируется органами государственной власти.	Значительные финансовые затраты на отопление. Как правило, низкое качество теплоснабжения. В малоэтажных МКД, как правило, отсутствует техническая возможность установки общедомового узла учёта тепловой энергии, что позволяет жителям осуществлять несанкционированный отбор воды на нужды ГВС.		
Централизованное теплоснабжение при льготном тарифе Ттэ.л.=1600,03 руб/Гкал (МУП "ТеплоЭнерго" за 1-ое полугодие 2025г)	19,584	1,74	0,00				
Индивидуальные жилые дома и малоэтажные блокированные дома "таун-хаусы"							
Теплоснабжение от индивидуального (поквартирного) газового теплогенератора.	10,131	1,00	150,00	Дешёвый способ отопления. Одна Гкал стоит около 931 рублей.	Качественное теплоснабжение. Возможность регулирования температуры. Реализация качественного горячего водоснабжения.	Значительные первоначальные затраты финансовых средств и времени. Существует опасность утечек и взрыва газа. Требуется квалифицированное обслуживание котлового оборудования.	
Теплоснабжение от индивидуального электрического теплогенератора при тарифе (однозонный, первый диапазон) для населения, проживающего в сельских населённых пунктах/	38,810	3,83	30,00	Не требует больших первоначальных затрат. Сроки реализации не значительны. Относительно безопасный способ отопления.		Очень дорогой способ отопления. Одна Гкал стоит около 3171 рублей. При массовом переходе на электроотопление потребуется многократное увеличение мощности электросетей. Способ отопления является крайне неэффективным с точки зрения рационального использования ТЭР.	
Теплоснабжение от индивидуального твёрдотопливного дровяного котла (очаговая печь).	41,592	4,61	30,00	Способ отопления является наиболее эффективным с точки зрения рационального использования ТЭР. Возможность утилизации древесных отходов. Имеется существенный потенциал по снижению затрат на топливо (самостоятельная заготовка древесины и утилизация древесных отходов). Возможность регулирования температуры.		Дорогой способ отопления. Одна Гкал стоит около 3398 рублей. Значительные первоначальные финансовые затраты при использовании котла длительного горения с автоматическим регулированием мощности. Котёл и запасы топлива занимают значительную площадь. Значительные затраты сил и времени для загрузки топлива.	
Централизованное теплоснабжение при тарифе Ттэ=3560,79 руб/Гкал (МУП "ТеплоЭнерго" за 1-ое полугодие 2025г)	33,671	3,73	0,00	Не требует первоначальных затрат. Услуга гарантируется теплоснабжающей организацией и контролируется органами государственной власти.		Значительные финансовые затраты на отопление. Как правило, низкое качество теплоснабжения.	
Централизованное теплоснабжение при льготном тарифе Ттэ.л.=1600,03 руб/Гкал (МУП "ТеплоЭнерго" за 1-ое полугодие 2025г)	33,671	3,32	0,00				

Часть 7.12 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения сельского поселения.

Балансы производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки представлены в таблицах 57 и 63. Балансы составлены с учётом проектов (мероприятий), предусмотренных Главами 7 и 8, а также с учётом отключения ветхого жилья и перевода индивидуальных жилых домов (ИЖД), одноэтажных блокированных жилых домов и отдельных обособленных (удалённых) объектов на децентрализованное теплоснабжение.

Часть 7.13 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.

В понятие возобновляемые источники энергии (ВИЭ) включаются следующие формы энергии: солнечная, геотермальная, ветровая, энергия морских волн, течений, приливов и океана, энергия биомассы, гидроэнергия, низкопотенциальная тепловая энергия и другие "новые" виды возобновляемой энергии.

Принято условно разделять ВИЭ на две группы:

- традиционные: гидравлическая энергия, преобразуемая в используемый вид энергии ГЭС мощностью более 30 МВт; энергия биомассы, используемая для получения тепла традиционными способами сжигания (дрова, торф и некоторые другие виды печного топлива); геотермальная энергия.
- нетрадиционные (НВИЭ): солнечная, ветровая, энергия морских волн, течений, приливов и океана, гидравлическая энергия, преобразуемая в используемый вид энергии малыми и микроГЭС, энергия биомассы, не используемая для получения тепла традиционными методами, низкопотенциальная тепловая энергия и другие "новые" виды возобновляемой энергии.

В соответствии с энергетической стратегией России на период до 2035 года: «Перспективной областью применения НВИЭ в России являются изолированные и удаленные энергорайоны, а также резервирование системы электроснабжения особо ответственных потребителей (повышенной категории надежности). Ввод новых генерирующих мощностей, функционирующих на основе НВИЭ, при условии их экономической эффективности».

ВИЭ в той или мере присутствуют повсюду, в том числе и на территории Лесного СП, такие как: энергия биомассы (торф, дрова, отходы сельскохозяйственной деятельности), энергия солнца, энергия ветра, энергия течения рек, геотермальная энергия. К местным видам топлива на территории Лесного СП можно отнести дрова, отходы деревообрабатывающей промышленности и топливные брикеты (пеллеты), производимые из них.

По состоянию на 2025 год на территории Лесного СП источники тепловой энергии с использованием ВИЭ, а также местных видов топлива отсутствуют, за исключением печного отопления с использованием дров.

Проекты ввода новых источников тепловой энергии централизованного теплоснабжения с использованием ВИЭ на перспективу до 2030 года нецелесообразно по следующим причинам:

- Посёлок Совхозный газифицирован.

- Использование отходов деревообрабатывающей промышленности (пеллет) для нужд централизованного теплоснабжения также связано с определёнными рисками (банкротство предприятий-поставщиков пеллет, высокая стоимость производства пеллет).
- Затраты на сооружение нетрадиционных ВИЭ на один-два порядка выше по сравнению со строительством традиционных котелен.

Учитывая, что на территории Лесного СП имеются деревообрабатывающие производства, целесообразно создание децентрализованных источников теплоснабжения с использованием ВИЭ и НВИЭ для удовлетворения собственных нужд предприятий. Такие решения принимают собственники предприятий на основании технико-экономических расчетов и исходя из возможностей финансирования подобных проектов.

Значительная часть домохозяйств отапливается с использованием очаговых печей, что формирует спрос на местные виды топлива (дрова, отходы деревообрабатывающей промышленности).

Часть 7.14 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения.

По состоянию на май 2025г. теплоснабжение объектов предприятий в коммунально-промышленном районе п. Совхозный осуществляется преимущественно от собственных децентрализованных источников теплоснабжения, услуги централизованного теплоснабжения получает только один объект – это гараж ИП Батаргареева по адресу: п. Совхозный, д. 57 (*договорной годовой объём потребления тепловой энергии – 19,7Гкал; расчётная тепловая нагрузка – 0,0083Гкал/ч*).

Тепловые потери на участке теплосети «существующая котельная-У26-У19-гараж» (см. рис. 6) в сторону коммунально-промышленного района составляют 71Гкал/год (посчитано в ПРК «Zulu-8»). Таким образом, потери в рассматриваемом участке теплосети составляют 78% от объёма тепловой энергии, отпускаемой в рассматриваемую тепловую сеть.

Пункт 122 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (см. [2]) рекомендует вывод из эксплуатации тепловых сетей с незначительной тепловой нагрузкой (с относительными потерями тепловой энергии при передаче тепловой энергии по тепловым сетям более 75% от тепловой энергии, отпускаемой в рассматриваемые тепловые сети).

Руководствуясь пунктом 122 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (см. [2]) рекомендуется в срок не позднее 01.06.2027г. объект по адресу: п. Совхозный, д. 57 перевести на децентрализованное теплоснабжение, а участок теплосети «существующая котельная-У26-У19-гараж» (см. рис. 6) вывести из эксплуатации.

После ввода в эксплуатацию новой котельной по адресу: п. Совхозный, 35А в 2027г. коммунально-промышленный район п. Совхозный будет находится за пределами зоны эффективного теплоснабжения СЦТ «Лесное». Теплоснабжение объектов в коммунально-промышленном районе п. Совхозный на перспективу до 2030г. рекомендуется осуществлять от источников децентрализованного теплоснабжения.

Часть 7.15 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.

В настоящее время Федеральный закон №190 «О теплоснабжении» ввел понятие «радиус эффективного теплоснабжения» (далее РЭТ). Методика определения РЭТ изложена в приказе Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем 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 (*источник: Федеральный закон №190 «О теплоснабжении»*).

Вопросы с использованием понятия РЭТ чаще всего возникают в следующих случаях:

- При определении фактического (сложившегося) радиуса теплоснабжения в зоне действия источника тепловой мощности и сравнении его с РЭТ путём оценки тарифных последствий при моделировании отключения удалённых потребителей (обобщённых потребителей).
- При определении возможности расширения зоны действия источника тепловой энергии с целью теплоснабжения новых потребителей, планируемых к строительству вне существующей зоны действия источника путём оценки тарифных последствий.
- При оценке эффектов, возникающих при принятии решения о перераспределении тепловой нагрузки между источниками, с пересекающимися (или вложенными) зонами действия путём оценки тарифных последствий.
- При возникновении альтернативы о теплоснабжении потребителей, планируемых к строительству вне существующей зоны действия источника теплоснабжения – расширять ли существующую зону действия источника тепловой мощности или строить новый источник.

7.15.1 Основные положения и расчётные выражения методики определения РЭТ.

Для определения РЭТ должно быть рассчитано максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

В системе теплоснабжения стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям, должна рассчитываться как сумма следующих составляющих:

- а) стоимости единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде;
- б) удельной стоимости оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей воде.

Стоимость единицы тепловой энергии (мощности) в горячей воде, отпущенной от единственного источника в системе теплоснабжения, должна вычисляться по формуле:

$$T_i^{\text{отэ}} = \frac{HBB_i^{\text{отэ}}}{Q_i}, \text{ руб./Гкал,} \quad (7.15.1)$$

где:

- $HBB_i^{\text{отэ}}$ - необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i -й расчетный период регулирования, тыс. руб.;
 - Q_i - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии в i -м расчетном периоде регулирования, тыс. Гкал;
- Удельная стоимость оказываемых услуг по передаче единицы тепловой энергии в горячей

воде в системе теплоснабжения должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{\text{пер}} = \frac{\text{НВВ}_i^{\text{пер}}}{Q_i^c}, \text{ руб./Гкал}, \quad (7.15.2)$$

где:

- $\text{НВВ}_i^{\text{пер}}$ - необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды на i-й расчетный период регулирования, тыс. руб.;
- Q_i^c - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения на i-й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{\text{кп}} = T_i^{\text{отэ}} + T_i^{\text{пер}} = \frac{\text{НВВ}_i^{\text{отэ}}}{Q_i} + \frac{\text{НВВ}_i^{\text{пер}}}{Q_i^c}, \text{ руб./Гкал}. \quad (7.15.3)$$

При подключении нового объекта заявителя к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения, должна рассчитываться по формуле:

$$T_i^{\text{кп,нп}} = \frac{\text{НВВ}_i^{\text{отэ}} + \Delta\text{НВВ}_i^{\text{отэ}}}{Q_i + \Delta Q_i^{\text{нп}}} + \frac{\text{НВВ}_i^{\text{пер}} + \Delta\text{НВВ}_i^{\text{пер}}}{Q_i^c + \Delta Q_i^{\text{снп}}}, \text{ руб./Гкал}; \quad (7.15.4)$$

$\Delta\text{НВВ}_i^{\text{отэ}}$ - дополнительная необходимая валовая выручка источника тепловой энергии на отпуск тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии на i-й расчетный период регулирования, которая должна определяться дополнительными расходами на отпуск тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, тыс. руб.;

$\Delta Q_i^{\text{нп}}$ - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды с коллекторов источника тепловой энергии для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i-й расчетный период регулирования, тыс. Гкал;

$\Delta\text{НВВ}_i^{\text{пер}}$ - дополнительная необходимая валовая выручка по передаче тепловой энергии в виде горячей воды в системе теплоснабжения, которая должна определяться дополнительными расходами на передачу тепловой энергии по тепловым сетям исполнителя для обеспечения теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя на i-й расчетный период регулирования, тыс. руб.;

$\Delta Q_i^{\text{снп}}$ - объем отпуска тепловой энергии в виде горячей воды из тепловых сетей системы теплоснабжения исполнителя для теплоснабжения нового объекта заявителя, присоединяемого к тепловой сети системы теплоснабжения исполнителя, на i-й расчетный период регулирования, тыс. Гкал.

Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения

тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{\text{кп,нп}}$, больше чем стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя $T_i^{\text{кп}}$, то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя должно считаться нецелесообразным. Если по результатам расчетов стоимость тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения исполнителя с учетом присоединения тепловой мощности заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения $T_i^{\text{кп,нп}}$ меньше или равна стоимости тепловой энергии в виде горячей воды, поставляемой потребителям в системе теплоснабжения до присоединения потребителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя $T_i^{\text{кп}}$, то присоединение объекта заявителя к тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя - целесообразно.

Подробно методика определения РЭТ изложена в приложении 40 Приказа Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения».

Расчёт радиуса эффективного теплоснабжения (РЭТ) осуществляется на основе тарифно-балансовой модели теплоснабжения потребителей (ТБМ) с применением вычислительных средств «Microsoft Excel» и использованием электронной модели (ЭМ) системы теплоснабжения Лесного СП. Описание ТБМ представлено в Главе 14.

Оценка тарифа на тепловую энергию (тарифные последствия) при отключении от СЦТ «Лесное» ИЖД, одноэтажных блокированных жилых домов и отдельных обособленных (удалённых) объектов выполнена с использованием предоставленных смет расходов для расчёта тарифов на 2025г. (см. п.2.3 в томе 3). За базу приняты значения утверждённых тарифов на 2025г.

Существующая зона действия СЦТ «Лесное» приведена на рис. 3

7.15.2 Моделирование отключения от СЦТ «Лесное» ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов №№1, 2, 4, 6, 7 и 25.

Параметры отключаемых от СЦТ «Лесное» ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов №№1, 2, 4, 6, 7 и 25 (параметры объектов см. в табл. 64) и соответствующих участков тепловой сети представлены в таблице 66.

Сравнительный анализ тарифа на тепловую энергию при отключении от СЦТ «Лесное» объектов ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов №№1, 2, 4, 6, 7 и 25 и соответствующих участков тепловой сети представлен в таблице 67.

Вывод: Перевод на децентрализованное теплоснабжения ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов №№1, 2, 4, 6, 7 и 25 и вывод из эксплуатации соответствующих участков тепловой сети приведёт к снижению среднего (за год) тарифа на тепловую энергию на 3,04 руб даже без учёта снижения затрат на ремонт, амортизацию и т.д. Следовательно, ИЖД и одноэтажные блокированные жилые дома №№1, 2, 4, 6, 7 и 25 находятся за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 66 Параметры отключаемых от СЦТ «Лесное» объектов ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов №№1, 2, 4, 6, 7 и 25 и соответствующих участков тепловой сети.

№пп	Параметры	ед.изм.	Значение
Отключаемые объекты: №№1, 2, 4, 6, 7 и 25			
1	Отключаемый полезный отпуск тепловой энергии	Гкал/год	200
1.1	отопление и вентиляция	Гкал/год	191,1
1.2	горячее водоснабжение	Гкал/год	8,93
2	Участки тепловой сети, который выводятся из эксплуатации	--	1-ый уч-ток.: ТК10/ТК12/ТК16/ТК17/ТК18
			2-ой уч-ток.: ТК12/ТК13/ТК14/У15
			3-ий уч-ток.: ТК10/У9
2.1	протяжённость в двухтрубном исчислении	м	550
2.2	материальная характеристика	м.кв.	88
3	Потери тепловой энергии через отключаемый участок теплосети	Гкал/год	492

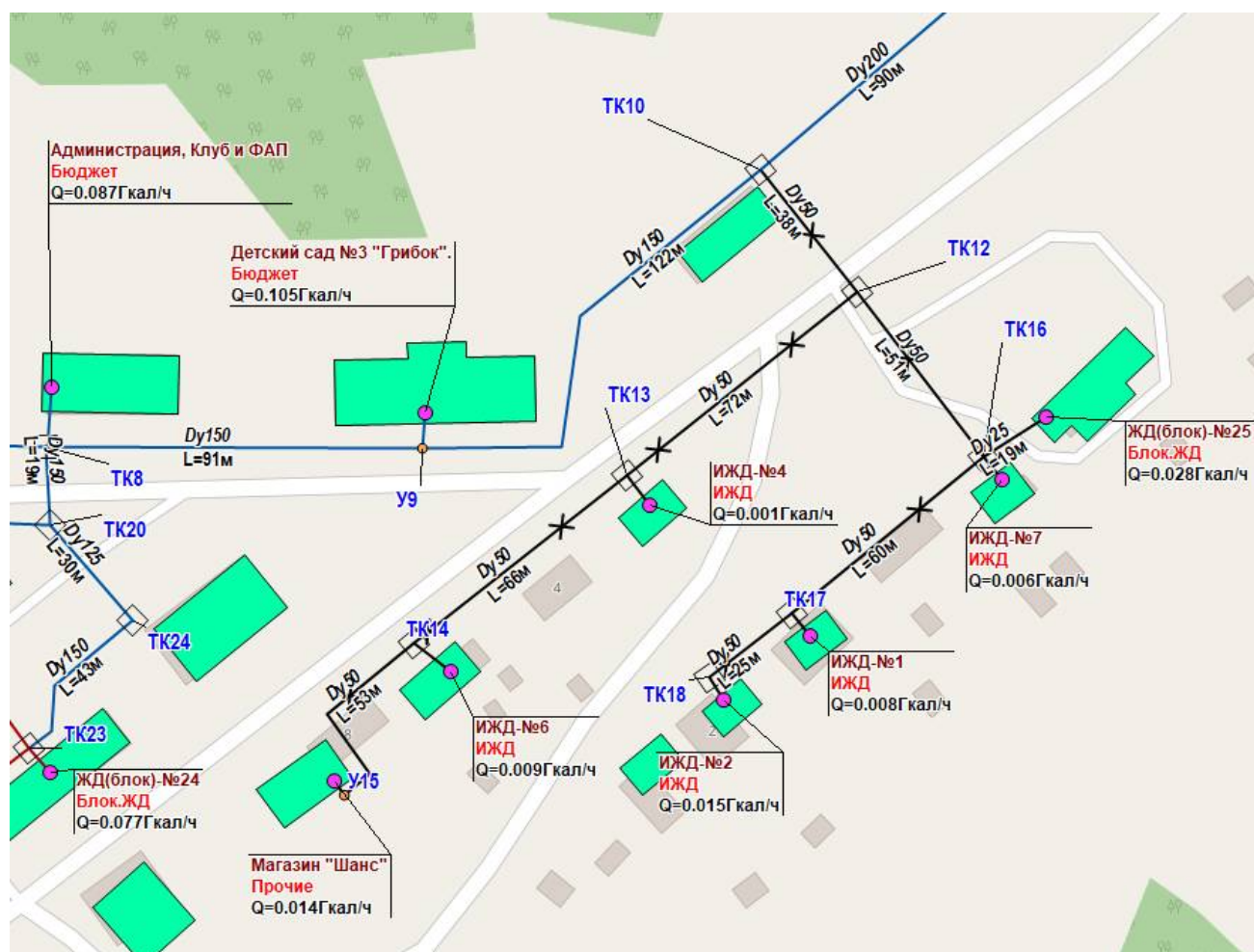


Рисунок 24 Отключение от СЦТ «Лесное» объектов ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов №№1, 2, 4, 6, 7 и 25.

Таблица 67 Прогноз тарифа на тепловую энергию при отключении от СЦТ «Лесное» объектов ИЖД и одноэтажных блокированных жилых домов №№1, 2, 4, 6, 7 и 25 и соответствующих участков тепловой сети.

№пп	Наименование статьи	ед. изм.	утверждено на 2025 год	ожидание при отключении (приведение к тарифу 2025г.)	Разница
I	Расходы на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя	тыс.руб.	10 759	9 971	787,8
1.1	Топливо на технологические цели	тыс.руб.	6 570,81	5 783,00	787,8
1.1.1	Газ природный (основное)	тыс. руб.	6 570,81	5783,00	787,8
1.1.1.1	Цена	руб./тыс. м3	7 357,00	7 357,00	0,0
1.1.1.2	Объем	тыс. м3	893,14	786,05	107,1
1.2	Расходы на электрическую энергию	тыс. руб.	4 188,18	4 188,18	0,0
1.2.1	Тариф на электроэнергию	руб/кВтч	8,63	8,63	0,0
1.2.2	Объём электроэнергии	тыс. кВтч	485,14	485,14	0,0
II	Операционные (подконтрольные) расходы на первый год долгосрочного периода регулирования (базовый уровень операционных расходов)	тыс.руб.	4 657,68	4 657,68	0,0
III	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	1 356,91	1 356,91	0,0
IV	Прибыль	тыс.руб.	0,00	0,00	0,0
V	Корректировка (учёт отклонения фактических значений параметров)	тыс.руб.	1 389,66	1 389,66	0,0
VI	ИТОГО необходимая валовая выручка, без НДС	тыс.руб.	18 163,24	17 375,43	787,81
VII	Плановый полезный отпуск тепловой энергии потребителям	тыс. Гкал	4,69	4,49	0,20
VIII	Среднегодовой тариф на тепловую энергию, без НДС	руб/Гкал	3870,67	3867,63	3,04

Часть 7.16 Описание изменений в предложениях по строительству, реконструкции и техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых, реконструированных и прошедших техническое перевооружение и (или) модернизации источников тепловой энергии.

Изменения в предложениях по строительству, реконструкции и техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, выполнены только в части сроков и стоимости реализации мероприятий.

Часть 7.17 Покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью.

На перспективу до 2030г. присоединение объектов капитального строительства к СЦТ «Лесное» не планируется.

Часть 7.18 Максимальная выработка электрической энергии на базе прироста теплового потребления на коллекторах существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

На территории Лесного СП источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, отсутствуют.

Часть 7.19 Определение перспективных режимов загрузки источников тепловой энергии по присоединенной тепловой нагрузке.

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей подробно рассмотрены в главе 4. Дефицита тепловой мощности на СЦТ «Лесное» до 2030г. не ожидается.

Часть 7.20 Определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

На существующей и перспективной котельных СЦТ «Лесное» в качестве основного топлива планируется использовать сетевой природный газ (ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения»).

Для новой АГБМК в качестве аварийного (резервного) топлива следует предусмотреть дизельное топливо.

Перспективные топливные балансы подробно рассмотрены в Главе 10.

Часть 7.21 Основные предложения по развитию систем теплоснабжения.

Предложения по развитию системы теплоснабжения Лесного СП приведены в таблице 59.

В качестве источника тепловой энергии предлагается строительство автоматической газовой блочно-модульной котельной (АГБМК) по адресу: п. Совхозный, 35А в непосредственной близости от центра тепловых нагрузок (см. рис. 22).

Для новой АГБМК в качестве аварийного (резервного) топлива следует предусмотреть дизельное топливо.

После ввода в эксплуатацию новой АГБМК существующую котельную, расположенную по адресу п. Совхозный, 48 рекомендуется законсервировать. Если на территории бывшей фермы в перспективе будет организовано крупное производство (тепличные комплексы, деревообрабатывающая промышленность, животноводческая ферма и т.д.), то старая котельная может быть использована в качестве производственной котельной.

Для жителей МКД предусмотреть централизованное горячее водоснабжение в круглогодичном режиме.

Руководствуясь пунктом 122 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (см. [2]) рекомендуется в срок не позднее 01.06.2027г. объект по адресу: п. Совхозный, д. 57 перевести на децентрализованное теплоснабжение, а участок теплосети «существующая котельная-У26-У19-гараж» (см. рис. 6) вывести из эксплуатации.

Учитывая компактное размещение и высокую плотность тепловых нагрузок, перевод жилых помещений в многоквартирных домах и в двухэтажных жилых домах блокированной застройки на теплоснабжение с использованием общедомовых газовых теплогенераторов или индивидуальных квартирных источников тепловой энергии не требуется.

Перечень индивидуальных жилых домов и одноэтажных блокированных жилых домов, подключенных по состоянию на 2025г. к СЦТ «Лесное», которые рекомендуется перевести на индивидуальное (децентрализованное) теплоснабжение представлен в таблице 64.

Предложения (проекты) по строительству новых источников тепловой энергии взамен существующих, обеспечивающих существующую и перспективную тепловую нагрузку на освоенных территориях Лесного СП приведены в таблице 69.

Строительство источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку, предусмотренную генеральным планом, для которых отсутствует возможность или целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии не требуется.

Реконструкция и техническое перевооружение существующих источников тепловой энергии, обеспечивающих существующую и перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии и с целью повышения надёжности и эффективности работы систем теплоснабжения не требуется.

В таблице 68 обобщено предложение по УТМ источника тепловой энергии СЦТ «Лесное» с рекомендованными параметрами и сроками изменения мощности.

После реализации предложений, предусмотренных схемой теплоснабжения, зоны действия и эффективного теплоснабжения СЦТ «Лесное» к 2030г. изменятся и будет иметь вид, как это отражено на рис. 25. Ожидается, что трансформация зон действия СЦТ будет происходить при реализации следующих мероприятий:

- ввод в эксплуатацию новой АГБМК по адресу: п. Совхозный, 35А;
- перевод ИЖД, одноэтажных блокированных жилых домов и отдельных обособленных (удалённых) потребителей, расположенных в зонах с низкой плотностью тепловых нагрузок, на децентрализованное теплоснабжение.

Таблица 68 Предложения по величине УТМ источника тепловой энергии СЦТ «Лесное».

№пп	Наименование системы теплоснабжения	УТМ котельной по состоянию на 2025г., Гкал/ч	Рекомендуемая установленная мощность котельной при конфигурации котельной - два отопительных котла по 1,25Гкал/ч и один котёл мощностью 0,5Гкал/ч на нужды ГВС, Гкал/ч	Рекомендуемая установленная мощность котельной при конфигурации котельной: десять модульных котлов по 0,2Гкал/ч, Гкал/ч	Рекомендуемый год изменения УТМ	Способ изменения УТМ
1	СЦТ "Лесное"	21,95	<u>3,00</u>	2,00	2027	Строительство новой автоматической газовой блочно-модульной котельной (АГБМК).

Таблица 69 Предложения строительству источников тепловой энергии.

Шифр проекта в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№212	Внутренний идентификатор проекта	Наименование проекта	Описание проекта и основные параметры	Измеритель (для определения стоимости)			Способ определения оценочной стоимости реализации мероприятия	Стоимость за единицу измерителя в ценах 2025г., тыс. руб (без НДС)	Коэффициент перехода от цен базового района (Московская область) к ценам Челябинской области	Оценочная стоимость реализации проекта в ценах 2025г), млн.руб (без НДС)	Источник инвестиций	Срок реализации	Описания эффекта	Ожидаемые ежегодные экономические эффекты (в ценах 2025г)	
				описание измерителя	ед. изм.	значение								Оценочная величина снижения постоянных издержек за счёт реализации проекта, млн.руб	Оценочная величина удельного снижения переменных издержек за счёт реализации проекта, руб./Гкал
001-01-01-01-1	A1	Проектирование и строительство автоматической газовой блочно-модульной котельной в п. Совхозный.	В котельной рекомендуется предусмотреть оборудование для приготовления воды на нужды ГВС. В качестве резервного топлива рекомендуется дизтопливо. Рекомендуется независимая схема присоединения котлов к отопительной сети с применением тонкостенных теплообменных аппаратов интенсифицированных. Рекомендуется установка котлов "Энтророс" серии ТТ50.	УТМ	3,49	МВт	НСЦ 81-02-19-2025 интерполяция расценок 19-02-001-03 и 19-02-001-04	11351	0,86	34,06	Бюджетные средства	2026-2027	Повышение надёжности теплоснабжения. Экономия ТЭР. Снижение издержек.	2,5	1400

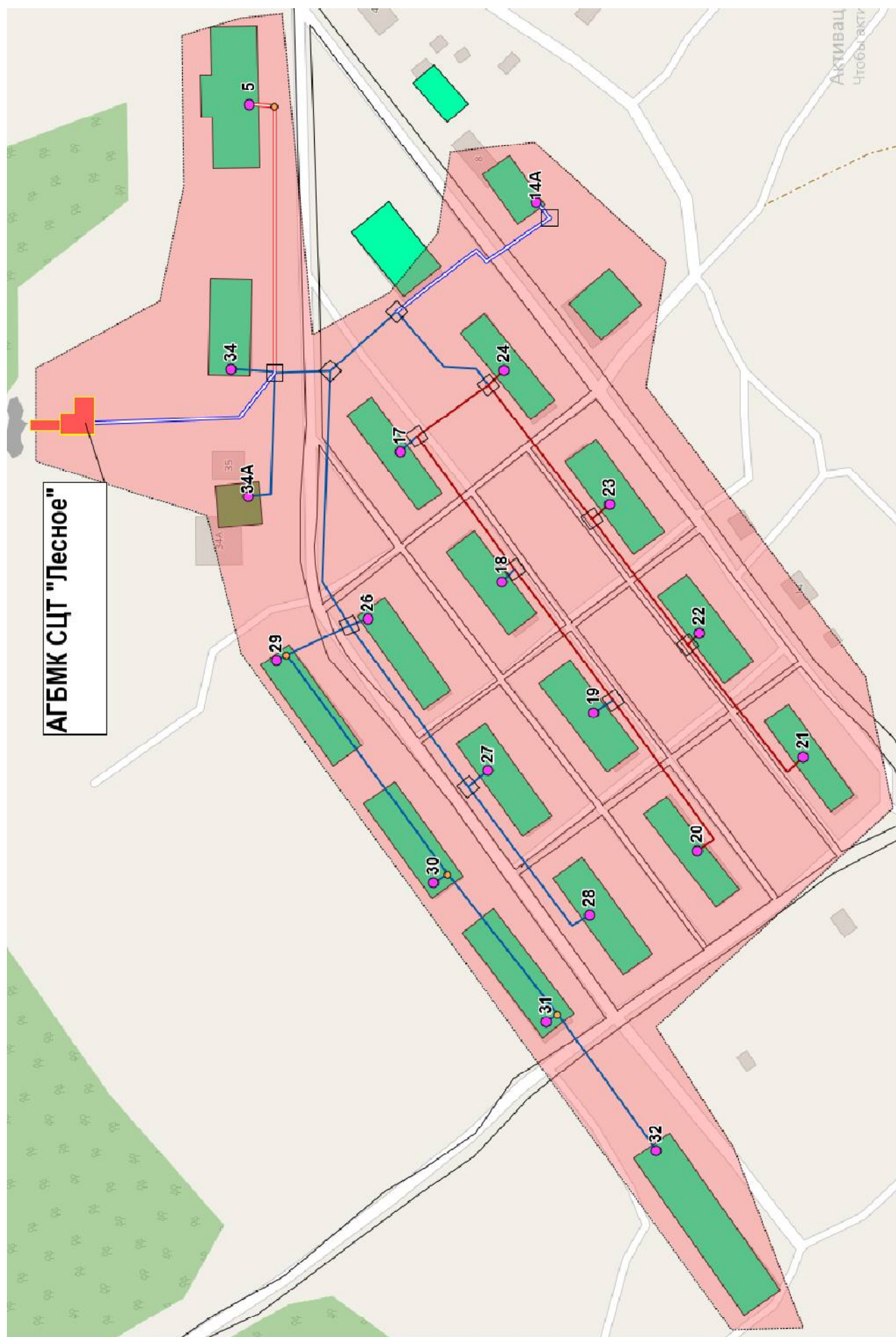


Рисунок 25 Перспективная зона действия котельной СЦТ «Лесное».

Глава 8. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них.

Часть 8.1 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).

Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности, не требуется, так как зоны дефицита тепловой мощности отсутствуют.

Часть 8.2 Предложений по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения.

Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения не требуется. В соответствии с ГП Лесного СП прирост площадей строительных фондов (МКД, общественно-деловой и социальный фонды) на перспективу до 2039г. не планируется.

Часть 8.3 Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения, не требуется.

Часть 8.4 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.

В существующей СЦТ «Лесное» функционирует один источник тепловой энергии. Мероприятия по переводу котельной в пиковый режим работы не предусмотрены.

С целью повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, рекомендуется оптимизация конфигурации и параметров отдельных участков тепловой сети:

- строительство участка сети теплоснабжения для подключения магазина по адресу: п. Совхозный, 14А;
- замена участка тепловой сети от ТК-8 до детского сада "Грибок" с уменьшением диаметра трубопровода до Ду80.

Руководствуясь пунктом 122 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (см. [2]) рекомендуется в срок не позднее 01.06.2027г. объект по адресу: п. Совхозный, д. 57 перевести на децентрализованное теплоснабжение, а участок теплосети «существующая котельная-У26-У19-гараж» (см. рис. 6) вывести из эксплуатации.

После запуска новой АГБМК по адресу: п. Совхозный, 35А участок теплосети «котельная – ТК10» (см. рис. 6) подлежит выводу из эксплуатации.

После запуска новой АГБМК по адресу: п. Совхозный, 35А; строительства участка сети теплоснабжения для подключения магазина по адресу: п. Совхозный, 14А и перевода жилых домов №№1, 2, 7, 25 и 4 участок теплосети «У9 – ТК10» (см. рис. 6) подлежит выводу из эксплуатации.

Приблизительная конфигурация сетей теплоснабжения после реализации всех предложений представлена на рис. 26. Перспективная протяжённость сетей теплоснабжения СЦТ «Лесное» (без учёта сетей ГВС) составит 1,315 км в двухтрубном исчислении.

Результаты поверочного гидравлического расчёта и основные выводы для существующих сетей теплоснабжения приведены в части 3.12 главы 3. Перечень участков сетей теплоснабжения СЦТ Лесного СП и результаты поверочного гидравлического расчёта приведены в таблице 56. В таблице 56 синим цветом выделены те участки, скорость движения теплоносителя через которые менее 0,3м/с, а красным – участки, скорость движения теплоносителя через которые выше 1,9м/с

Увеличение диаметра труб ведёт к увеличению капитальных затрат и тепловых потерь, но при этом снижаются затраты электроэнергии на транспортировку теплоносителя. Уменьшение диаметра труб ведёт к увеличению затрат электроэнергии. Оптимальная скорость теплоносителя в трубах зависит от внутреннего диаметра трубы и варьируется в пределах от 1,1 до 1,9 м/с.

При разработке проектно-сметной документации (ПСД) на замену теплосетей необходимо уточнить тепловые нагрузки потребителей, диаметры участков теплосетей необходимо определять по результатам соответствующих тепло-гидравлических расчётов с учётом реальных тепловых нагрузок. Возможно, может потребоваться изменение располагаемого напора на выходе котельной и корректировка температурного графика

Предложения по строительству, техническому перевооружению и реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, повышения эффективности функционирования СЦТ «Лесное» и для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения представлены в таблице 70. Параметры участков теплосетей подлежащих техническому перевооружению (замена) в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, а также оценочный расчёт стоимости по каждому участку сетей представлены в таблице 71. Участки, подлежащие замене наглядно отображены синими пунктирными линиями на рис. 26.

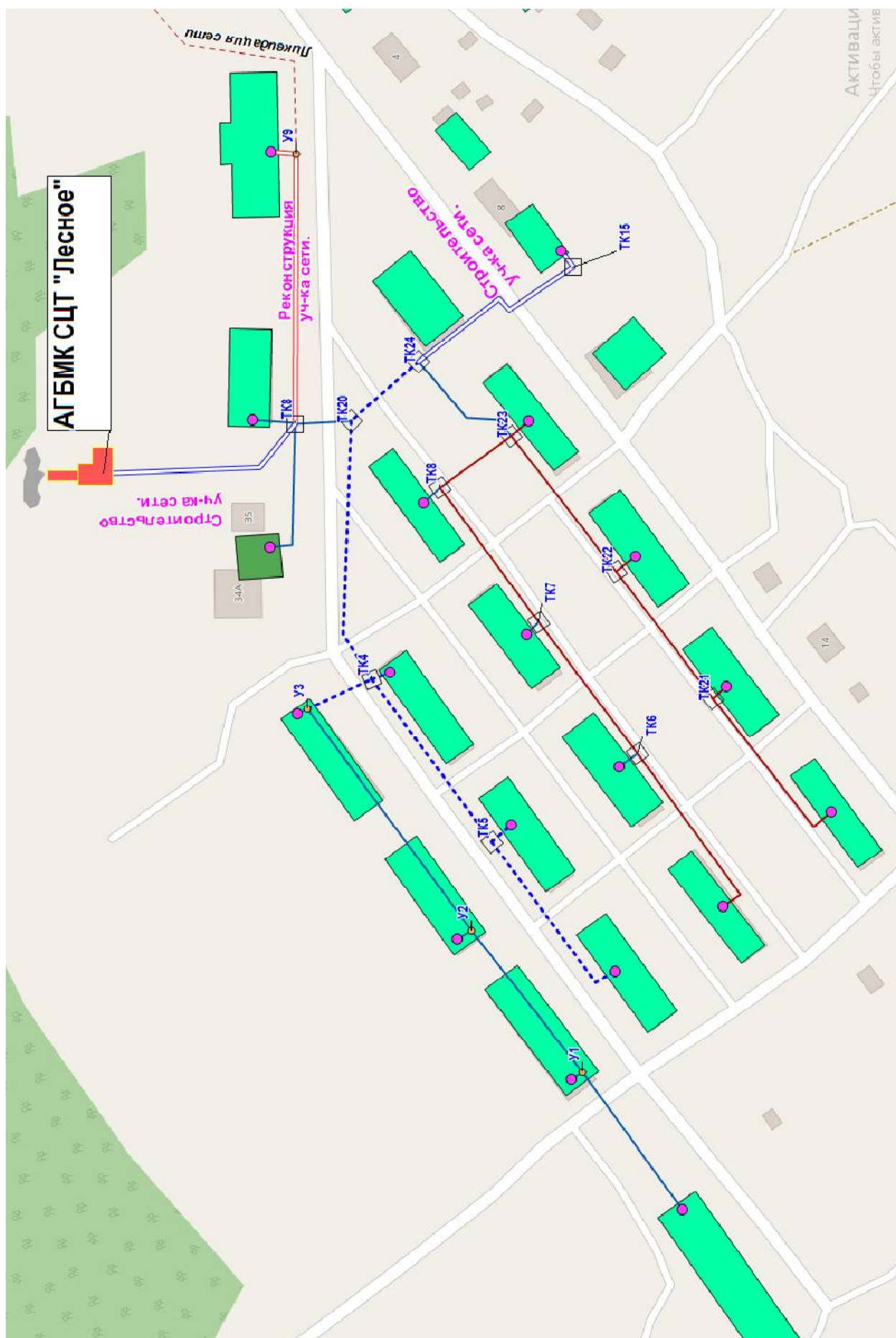


Рисунок 26 Приблизительная перспективная конфигурация сетей теплоснабжения.

Таблица 70 Перечень проектов (мероприятий) по строительству, реконструкции и техническому перевооружению сетей теплоснабжения.

Шифр проекта в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№212	Внутренний идентификатор проекта	Наименование проекта (мероприятия)	Краткое описание проекта (мероприятия)	Измеритель (для определения стоимости)			Способ определения оценочной стоимости реализации мероприятия	Стоимость за единицу измерителя в ценах 2025г., тыс. руб (без НДС)	Коэффициент перехода от цен базового района (Московская область) к ценам Челябинской области	Оценочная стоимость реализации проекта в ценах 2025г), млн.руб (без НДС)	Источник инвестиций	Срок реализации	Описания эффекта	Ожидаемые ежегодные экономические эффекты (в ценах 2025)	
				описание измерителя	ед. изм.	значение								Оценочная величина снижения постоянных издержек за счёт реализации проекта, млн.руб	Оценочная величина удельного снижения переменных издержек за счёт реализации проекта, руб./Гкал
001-02-03-01	Б1	Проектирование и строительство участка сети теплоснабжения общей протяжённостью порядка 70 м в двухтрубном исчислении для подключения магазина по адресу: п. Совхозный, 14А	Рекомендуется подземная бесканальная прокладка трубами в ППУ (ППМ) изоляции. Участок от существующей ТК 24 до новой ТК 15 и ввод в здание (см. рис. 26). Рекомендуемый внутренний диаметр трубы - Ду40.	Протяжённость в двухтрубном исчислении	100 м	0,7	НСЦ 81-02-13-2025 расценка 13-03-004-01	1024,74	0,91	0,65	Бюджетные средства	2026-2027	Повышение надежности и качества теплоснабжения. Снижение сетевых теплопотерь. Экономия ТЭР.	0	учтены в проекте "А1"
001-02-03-02	Б2	Проектирование и строительство участка сети теплоснабжения общей протяжённостью около 70м в двухтрубном исчислении для подключения новой котельной к тепловой камере ТК-8.	Рекомендуется подземная бесканальная прокладка трубами в ППУ (ППМ) изоляции. Рекомендуемый внутренний диаметр трубы - Ду150. Участок от существующей ТК 8 до новой котельной (см. рис. 26).	Протяжённость в двухтрубном исчислении	100 м	0,7	НСЦ 81-02-13-2025 расценка 13-03-004-11	2151,03	0,91	1,37	Бюджетные средства	2026-2027	Повышение надежности и качества теплоснабжения. Подключение новой котельной.	0	учтены в проекте "А1"
001-02-03-03	Б3	Техническое перевооружение участка тепловой сети от ТК-8 до детского сада "Грибок" общей протяжённостью около 100м в двухтрубном исчислении с уменьшением диаметра трубопровода до Ду80.	Рекомендуется подземная бесканальная прокладка трубами в ППУ (ППМ) изоляции. Внутренний диаметр труб - Ду80. Участок от существующей ТК 8 до детского сада (см. рис. 26).	Протяжённость в двухтрубном исчислении	100м	1,0	НСЦ 81-02-13-2025 расценка 13-03-004-05	1275,76	0,91	1,16	Бюджетные средства	2026-2027	Повышение надежности и качества теплоснабжения. Снижение сетевых теплопотерь. Экономия ТЭР.	0	учтены в проекте "А1"
001-02-03-04	Б4	Техническое перевооружение (замена) участков тепловой сети от ТК23 до ТК5 и вводов в дома №26,27,28 и 29.	Рекомендуется подземная бесканальная прокладка трубами в ППУ (ППМ) изоляции.	Протяжённость в двухтрубном исчислении	км.	0,34	НСЦ 81-02-13-2025 (см. таблицу 71)		0,91	4,88	Бюджетные средства	2026-2029	Повышение надежности и качества теплоснабжения. Снижение сетевых теплопотерь. Экономия ТЭР.	0	нет данных

Часть 8.5 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения.

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения не требуется. Необходимые показатели надежности достигаются за счет реконструкции трубопроводов со сверхнормативным износом.

Часть 8.6 Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

Реконструкция тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки не требуется. На перспективу до 2030г. прирост тепловых нагрузок в зоне действия СЦТ «Лесное» не ожидается.

Часть 8.7 Предложения по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса.

Для технического перевооружения (замене), реконструкции и строительства новых трубопроводов рекомендуются к использованию трубы из термостойкого полиэтилена (PE-RT) в пенополиуретановой изоляции (ППУ-изоляции) в бесканальной прокладке.

Трубы ППУ-изоляции представляют собой трехслойную монолитную конструкцию, которая состоит из трубы из термостойкого полиэтилена (PE-RT), теплоизолирующего слоя из пенополиуретана и защитной оболочки из полиэтилена или оцинкованной стали.

Преимущества трубопроводов в ППУ-изоляции:

- низкое водопоглощение пенополиуретана;
- пенополиуретан экологически безопасен;
- долговечность пенополиуретана;
- низкая токсичность;
- пенополиуретан имеет низкий коэффициент теплопроводности. Данный показатель у ППУ равен 0,019 - 0,035 Вт/м·К;
- высокая адгезионная прочность пенополиуретана;
- звукопоглощение пенополиуретана;
- пенополиуретан, нанесенные на металлическую поверхность, защищают ее от коррозии;
- ППУ сохраняет тепловую энергию в широком температурном диапазоне от -100° до +140°С.

Важной особенностью трубопроводов с ППУ изоляцией является встроенная электронная система оперативно дистанционного контроля (ОДК) (два сигнальных медных провода, залитых в пенополиуретановую изоляцию трубы, и электронный детектор повреждений), которая позволяет постоянно следить за состоянием (увлажнением) изоляции теплотрассы длиной до 2500 м. При этом место повреждения изоляции трубопровода устанавливается с точностью до одного метра с помощью импульсного рефлектометра.

Предложения по техническому перевооружению и реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса, повышения эффективности функционирования СЦТ «Лесное» и для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения представлены в таблице 70. Перечень участков тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса и для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения и оценочный расчёт стоимости представлен в таблице 71.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 71 Оценочный расчёт стоимости технического перевооружения (замена) участков сетей отопления с учётом параметров и способу прокладки по проекту «Б4».

№пп	Вид работы на участке тепловой сети	Рекомендации при замене							Расчёт стоимости (без НДС)			
		Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопров., мм	Внутренний диаметр обратного трубопров., мм	Теплоизоляц. материал.	Рекомендуемый вид прокладки	Расценка (код показателя в НСЦ)	Величина расценки, тыс.руб.	Измеритель	Стоимость с учётом коэфф. перехода от цен базового района (Московская область) к ценам Свердловской области, тыс. руб
1	замена по причине износа	ТК5	ЖД(блок)-№27	9	0,05	0,05	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.бескан.	13-03-004-01	1024,74	0,1км	90,0
2	замена по причине износа	ТК4	ЖД(блок)-№26	7	0,05	0,05	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.бескан.	13-03-004-01	1024,74	0,1км	68,0
3	замена по причине износа	ТК5	ЖД(блок)-№28	67	0,05	0,05	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.бескан.	13-03-004-01	1024,74	0,1км	682,3
4	замена по причине износа	ТК4	ТК5	68	0,08	0,08	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.бескан.	13-03-004-05	1275,76	0,1км	873,3
5	замена по причине износа	ТК20	ТК4	90	0,125	0,125	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.бескан.	13-03-004-09	1894,38	0,1км	1705,5
6	замена по причине износа	ТК24	ТК20	30	0,125	0,125	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.бескан.	13-03-004-09	1894,38	0,1км	577,0
7	замена по причине износа	У3	ТК4	24	0,125	0,125	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.бескан.	13-03-004-09	1894,38	0,1км	451,8
8	замена по причине износа	ТК23	ТК24	43	0,15	0,15	ППУ в ПЭ оболочке	подзем.бескан.	13-03-004-11	2151,03	0,1км	917,0
ИТОГО по мероприятию "Б4"				337	Затраты на замену сетей теплоснабжения в ценах (базового региона) Московской области, тыс. руб.							5364,9

Часть 8.8 Предложения по строительству и реконструкции насосных станций.

Насосные станции и ЦТП в составе существующей СЦТ «Лесное» отсутствуют. Строительство новых насосных станций не требуется.

Часть 8.9 Наладка гидравлического режима теплосетей и иные предложения, направленные на повышение эффективности централизованного теплоснабжения.

8.9.1. Наладка гидравлического режима теплосетей.

Наладка гидравлического режима существующих сетей теплоснабжения не производилась.

Для повышения эффективности работы СЦТ «Лесное» рекомендуется оптимизация гидравлического режима тепловой сети. Мероприятие рекомендуется выполнить после ввода в эксплуатацию новой котельной и оптимизации конфигурации и параметров отдельных участков тепловой сети.

Основной задачей регулирования отпуска тепловой энергии является поддержание внутренней температуры воздуха у потребителей, в течение всего отопительного сезона, согласно установленным санитарным нормам.

Целью наладки (балансировки) системы теплоснабжения является обеспечение потребителей расчетным количеством воды и тепловой энергии. Для обеспечения удовлетворительного теплоснабжения конечных потребителей, при отсутствии балансировки тепловой сети, необходимо увеличивать расход теплоносителя, повышать перепад давления в тепловой сети, что приводит к неэффективному использованию ТЭР.

Целью наладочного расчета является определение диаметров дросселирующих устройств (шайб) для гашения избыточного напора и определение участков теплосети подлежащих замене с целью улучшения гидравлического режима. В результате расчета по участкам определяются потери теплоты и напора, скорости движения воды. По узловым точкам - располагаемые напоры, температуры и давление в подающей, обратной трубе тепловой сети. По потребителям - величина избыточного напора, параметры дросселирующих и смесительных устройств, температуры внутреннего воздуха и воды на ГВС. Дроссельные шайбы перед абонентскими вводами рассчитываются автоматически на подающем, обратном или обоих трубопроводах, в зависимости от необходимого для системы теплоснабжения гидравлического режима и уровня загрязнения теплоносителя. В случае, если имеющегося располагаемого напора на источнике недостаточно, автоматически подбирается новый напор.

Гашение избыточных напоров у абонентских вводов, в тепловых пунктах и распределительных узлах производят с помощью дросселирующих устройств.

В качестве дросселирующих устройств могут применяться нерегулируемые дроссельные шайбы, регулируемые дроссельные шайбы, автоматические и ручные балансировочные клапаны.



1. Регулируемая дроссельная шайба.



2. Нерегулируемые дроссельные шайбы.



3. Автоматический балансировочный клапан.



4. Ручной балансировочный клапан.

1. Регулируемая дроссельная шайба (РДШ) предназначена для регулирования количества теплоносителя проходящего через дроссельное устройство путем изменения проходного сечения. Преимущества: приемлимая цена, легко настраивать и устранить засор. Недостатки: нет возможности замерить перепад давления на клапане, температуру, расход теплоносителя, что усложняет балансировку системы.

2. Нерегулируемая дроссельная шайба (НДШ) или «дроссельная диафрагма» — дросселирующее устройство, которое представляет собой диск с отверстием, вставляемый в трубу для местного увеличения гидравлического сопротивления потоку жидкости. Недостатки: для перенастройки или для устранения засора требуется остановка системы отопления. Преимущества: низкая стоимость.

3. Автоматические балансировочные клапаны (АБК) применяют для поддержания постоянной разности давлений между подающим и обратным трубопроводами регулируемых систем теплоснабжения при переменных расходах проходящей через них среды в диапазоне от 0 до 100%. Недостатки: очень высокая стоимость. Достоинства: обеспечивает точное поддержание заданного перепада давления.

4. Ручные балансировочные клапаны (РБК) - это устройства вентильного типа с фиксацией положения его настройки на требуемую пропускную способность. Преимущества: по сравнению с АБК - относительно низкая цена; легко настраивать и устранить засор; можно использовать как запорное устройство; можно замерить перепад давления на клапане, температуру, расход теплоносителя.

При наладке сетей теплоснабжения для точной настройки системы теплоснабжения желательно в качестве дросселирующих устройств использовать РБК, так как учесть все факторы, влияющие на распределение теплоносителя невозможно. Это такие факторы как, например: фактическая потребность в тепловой энергии того или иного здания, которая зависит от качества теплоизоляции здания; фактическое гидравлическое сопротивление системы отопления здания; погрешность при выполнении калибровки ЭМ, вызванная неодновременностью считывания параметров с тепловой сети, погрешностью при измерениях, разбором теплоносителя и т.д. Установку РБК выполнить в ИТП (на вводах) абонентов и произвести их точную настройку с использованием прибора для измерения перепадов давления, расхода и температуры.

Многолетний опыт показывает, что проведение наладочных мероприятий на тепловых сетях позволяет экономить до 15 % условного топлива. При этом, затраты на наладочные мероприятия весьма незначительны по сравнению с полученными эффектами от экономии ТЭР.

8.9.2. Пневмогидравлическая промывка внутридомовых систем теплоснабжения многоквартирных домов и потребителей бюджетного сектора.

Необходима ежегодная пневмогидравлическая промывка систем теплоснабжения, капитальный ремонт изношенных элементов внутридомовых систем теплоснабжения, балансировка распределения теплоносителя по внутридомовым стоякам, утепление ограждающих конструкций.

8.9.3. Оснащение общедомовыми узлами учета тепловой энергии многоквартирных домов.

Уровень оснащённости коллективными (общедомовыми) узлами учета тепловой энергии (ОДУТЭ) в Лесном СП остаётся низким (см. таблицу 25).

В соответствии с п.5 статьи 13 Федерального закона РФ №261 от 23.11.2009г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в

отдельные законодательные акты Российской Федерации» все МКД должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) узлами учета тепловой энергии (ОДУТЭ). Установка ОДУУТЭ и систем автоматического погодного регулирования тепловой нагрузки (САПР ТН) в МКД позволит снизить затраты жителей МКД на отопление, обеспечит экономию ТЭР. Всего рекомендуется установка трёх ОДУУТЭ в МКД по адресу: №29, №30 и №31.

8.9.4. Обеспечение проведения теплоснабжающими организациями не реже одного раза в шесть месяцев противоаварийных тренировок в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Обеспечение проведения теплоснабжающими организациями в Лесном СП не реже одного раза в шесть месяцев противоаварийных тренировок в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.

Предложения (проекты) направленные на повышение эффективности работы СЦТ «Лесное» и использования тепловой энергии потребителями (проекты группы «В») приведены в таблице 72.

Часть 8.10 Описание изменений в предложениях по строительству и реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схем теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них.

Изменения в предложениях по строительству и реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей за период, предшествующий актуализации схем теплоснабжения выполнены в части сроков и стоимости реализации предлагаемых мероприятий.

Таблица 72 Проекты, направленные на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения.

Шифр проекта в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№212	Внутренний идентификатор проекта	Наименование проекта (мероприятия)	Краткое описание проекта (мероприятия)	Измеритель (для определения стоимости)			Способ определения оценочной стоимости реализации мероприятия	Стоимость за единицу измерителя в ценах 2025г., тыс. руб (без НДС)	Оценочная стоимость реализации проекта в ценах 2025г., млн.руб (без НДС)	Источник инвестиций	Срок реализации	Описания эффекта	Ожидаемые ежегодные экономические эффекты (в ценах 2025)	
				описание измерителя	ед. изм.	значение							Оценочная величина снижения постоянных издержек за счёт реализации проекта, млн.руб	Оценочная величина удельного снижения переменных издержек за счёт реализации проекта, руб./Г кал
001-02-09-01	B1	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Лесное".	Уточнение и калибровка электронной модели. Теплогидравлические расчёты. Установка балансирующих и дросселирующих устройств (ручные балансировочные клапана, шайбы и т.д).	потребитель	ед.	19	мониторинг рыночных цен	30,0	0,57	Внебюджетные источники (средства ТСО)	2029-2030	Повышение качества теплоснабжения. Экономия ТЭР.	0	50
нет шифра	B2	Оснащение многоквартирных домов в п. Совхозный общедомовыми узлами учета потребляемой тепловой энергии.	Одновременно с установкой узла учёта тепловой энергии рекомендуется установка системы автоматического погодного регулирования тепловой нагрузки.	здания	ед.	3	мониторинг рыночных цен	350,0	1,05	Внебюджетные источники (фонд капитального ремонта)	2026-2030	Выполнение требований действующего законодательства. Мониторинг и анализ текущего состояния систем теплоснабжения. Выработка обоснованных рекомендаций по развитию систем теплоснабжения округа.		

Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения.

В соответствии с п. 8 статьи 29 Федерального закона «О теплоснабжении» от 27.07.2010г. № 190-ФЗ с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается (новые объекты капитального строительства могут быть обеспечены ГВС только по закрытой схеме).

С 01.01.2022г. утратил силу п. 9 статьи 29 Федерального закона «О теплоснабжении» от 27.07.2010г. № 190-ФЗ который устанавливал запрет на использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения с 1 января 2022 года.

Часть 9.1 Технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения.

По состоянию на 2025г. в п. Совхозный система теплоснабжения открытая. ГВС осуществляется только в отопительный период. Около 95% от общей численности населения, получающего услуги ГВС от СЦТ, проживают в МКД, которые присоединены к тепловым сетям по схеме с разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления.

Перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (СЦТ «Лесное») на закрытую систему горячего водоснабжения возможен при реализации следующих мероприятий:

1. В четырёх МКД (№№29, 30, 31 и 32) установка индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) для приготовления воды на нужды ГВС, коммерческого учёта тепловой энергии и автоматического погодного регулирования тепловой нагрузки. Установка ИТП позволит осуществлять ГВС по закрытой схеме, оптимизировать теплогидравлический режим работы теплосетей.
2. Нагрев воды на нужды ГВС для населения, проживающего в двухэтажных домах блокированной застройки (одиннадцать домов), осуществлять в котельной, так как в них отсутствуют подвалы и помещения для размещения ИТП.
3. Сети ГВС для одиннадцати двухэтажных домах блокированной застройки предлагается реализовать в двухтрубном исполнении с циркуляцией и нагревом воды в котельной. Для транспортировки горячей воды до потребителя рекомендуется использовать полипропиленовые трубы в ППУ изоляции. Сети ГВС по сравнению с сетями отопления значительно сильнее подвержены коррозии, так как вода в сети ГВС, как правило, подаётся без предварительной антикоррозийной подготовки. Приблизительная конфигурация перспективных сетей ГВС отражена на рис. 27.

Не рекомендуется строительство централизованной системы ГВС для общественных зданий с циклическим режимом работы по причине значительных сетевых теплопотерь. Для вышеуказанных объектов для приготовления горячей воды рекомендуется использовать поточные или накопительные электроводонагреватели.

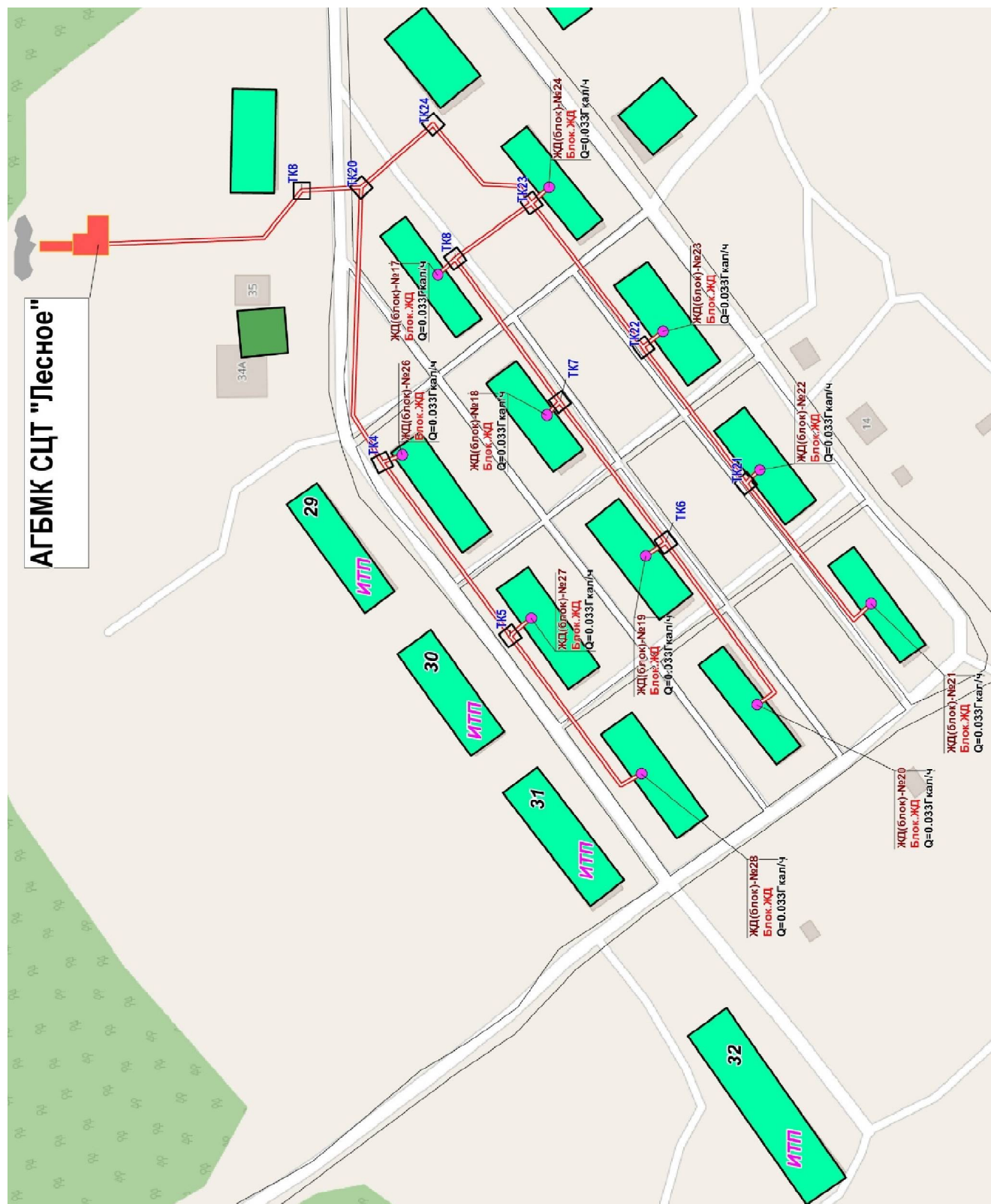


Рисунок 27 Перспективная схема сетей горячего водоснабжения в п. Совхозный.

Часть 9.2 Обоснование и пересмотр графика температур теплоносителя и его расхода в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения).

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов существующей котельной СЦТ «Лесное» осуществляется по температурному графику «80-60°C с ограничением минимальной температуры подающей сетевой воды 60°C (срезка на ГВС). Утвержденный температурный график для существующей котельной СЦТ «Лесное» представлен на рис. 5.

Регулирование отпуска тепловой энергии с коллекторов перспективной АГБМК мощностью 3,0 Гкал/ч по адресу: п. Совхозный, 35А (кад. №74:10:0000000:2174) рекомендуется осуществлять по температурному графику «80-60°C и с ограничением минимальной температуры подающей сетевой воды 60-65°C (срезка на ГВС).

Установка ИТП (МКД №№29, 30, 31 и 32).

В отопительный и межотопительный периоды, для нагрева воды на ГВС до температуры 65°C, потребуется поддержание температуры теплоносителя на вводах в ИТП (греющий контур теплообменника ГВС) на уровне – не ниже 80 °С. А для открытой системы достаточно температуры 60-65°C.

Потери в тепловых сетях находятся в прямо пропорциональной зависимости от температуры теплоносителя, следовательно: переход СЦТ «Лесное» на закрытую систему путём установки ИТП у потребителей приведёт к увеличению тепловых потерь в зоне горячего водоснабжения от ИТП.

Строительство сетей ГВС (зона одиннадцати двухэтажных домов).

В отопительный период (≈233сут.) температурный график отпуска тепловой энергии с коллекторов перспективной АГБМК останется без изменений, общая материальная характеристика теплосетей при прочих равных условиях увеличится (дополнительно эксплуатируются сети ГВС) и, соответственно, тепловые потери в сетях теплоснабжения будут выше, чем в открытой системы. Температурный график отпуска горячей воды с перспективной АГБМК в сети ГВС будет на уровне: подача - 65-70 °С: обратка - 35-45 °С.

В межотопительный период (≈120сут.) температурный график отпуска горячей воды с перспективной АГБМК в сети ГВС будет на уровне: подача - 65-70 °С: обратка - 35-45°C. Общая материальная характеристика теплосетей в зоне горячего водоснабжения от сетей ГВС уменьшится (эксплуатация только участков сетей ГВС) и, соответственно, тепловые потери в сетях ГВС будут ниже, чем тепловые потери в сетях теплоснабжения в открытой системе.

На основании вышеизложенных рассуждений можно сделать вывод о том, что перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения СЦТ «Лесное» на закрытую систему горячего водоснабжения, приведёт к увеличению годовых теплопотерь в сетях. Количественная оценка изменения годовых теплопотерь в сетях при переводе открытых систем теплоснабжения в закрытые системы горячего водоснабжения не выполнялся, так как качественный анализ доказывает увеличение теплопотерь.

Часть 9.3 Предложения по реконструкции тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), на отдельных участках таких систем, обеспечивающих передачу тепловой энергии к потребителям.

На данном этапе, предложения по реконструкции тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), на отдельных участках таких систем, обеспечивающих передачу тепловой энергии к потребителям, отсутствуют.

Часть 9.4 Расчет потребности инвестиций для перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения.

Расчёт стоимости строительства ИТП в четырёх МКД (№№29, 30, 31 и 32 для горячего водоснабжения по закрытой схеме представлен в таблице 74.

Расчёт стоимости строительства сетей ГВС от перспективной АГБМК мощностью 3,0Гкал/ч по адресу: п. Совхозный, 35А (кад. №74:10:0000000:2174) для горячего водоснабжения по закрытой схеме представлен в таблице 75.

Сводная таблица затрат для горячего водоснабжения по закрытой схеме зоне действия СЦТ «Лесное» представлен в таблице 73. Затраты для перевода СЦТ «Лесное» на закрытую систему горячего водоснабжения составят более 26,5 млн. руб.

Таблица 73 Сводная таблица затрат для горячего водоснабжения по закрытой схеме в зоне действия СЦТ «Лесное».

№пп	Наименование проекта (мероприятия)	Оценочная стоимость, без НДС, млн. руб
1	Установка индивидуальных тепловых пунктов в четырёх МКД (№№29, 30, 31 и 32) имеющих подвальные помещения для перевода потребителей тепловой энергии на закрытую систему теплоснабжения.	18,604
2	Строительство сетей ГВС от перспективной АГБМК мощностью 3,0Гкал/ч по адресу: п. Совхозный, 35А (кад. №74:10:0000000:2174) для горячего водоснабжения по закрытой схеме.	7,926
Итого затраты для перевода потребителей п. Совхозный на закрытую схему теплоснабжения, без НДС, млн. руб.		26,530

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 74 Перечень объектов (зданий), в которых потребуется установка ИТП для горячего водоснабжения по закрытой схеме.

№пп	Адрес узла ввода	Наименование потребителя	Этажность	Расчетная темп. сет. воды на входе в объект, °С	Расчетная нагрузка (всего), Гкал/ч	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная нагрузка на ГВС (средняя в сутки максимального водопотребления), Гкал/ч	Число жителей	Расценка	Величина расценки, руб	Стоимость в ценах базового района (Московская обл.) без НДС, тыс. руб	Стоимость с учётом коэфф. перехода от цен базового района (Московская область) к ценам Челябинской обл., без НДС, тыс. руб
1	п. Совхозный, №29	МКД	4	90	0,2221	0,2037	0,0184	51	интерполяция расценок 19-02-002-03 и 19-02-002-04	19201,4	4959,0	4264,8
2	п. Совхозный, №30	МКД	4	90	0,2274	0,2047	0,0228	63	интерполяция расценок 19-02-002-03 и 19-02-002-04	19015,8	5029,2	4325,1
3	п. Совхозный, №31	МКД	4	90	0,2267	0,1960	0,0307	85	интерполяция расценок 19-02-002-02 и 19-02-002-03	19039,8	5020,3	4317,4
4	п. Совхозный, №32	МКД	5	90	0,3899	0,3535	0,0365	101	интерполяция расценок 19-02-002-02 и 19-02-002-03	14605,8	6623,5	5696,2
ВСЕГО затраты на установку ИТП в п. Совхозный, (без НДС), млн. руб.												18,604

Таблица 75 Расчёт стоимости строительство сетей ГВС от перспективной АГБМК для горячего водоснабжения по закрытой схеме.

Наименование проекта	Описание проекта и основные параметры	Измеритель (для определения стоимости)			Способ определения оценочной стоимости реализации мероприятия	Стоимость за единицу измерителя в ценах 2025г., тыс. руб (без НДС)	Стоимость в ценах базового района (Московская обл.) без НДС, тыс. руб	Стоимость с учётом коэфф. перехода от цен базового района (Московская область) к ценам Челябинской обл., без НДС, млн. руб
		описание измерителя	ед. изм.	значение				
Разработка проектно-сметной документации и строительство сетей горячего водоснабжения для одиннадцати двухэтажных блокированных домов.	Рекомендуется использование полипропиленовых труб в ППУ (ППМ) изоляции с циркуляцией по существующей трассе.	протяжённость в двухтрубном исчислении	100 м	8,5	НСЦ 81-02-13-2025 расценка 13-03-004-01	1024,74	8710,29	7,926

Часть 9.5 Оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения.

В соответствии с п. 68¹ «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утверждённых Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012г. №154:

Перевод открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения должен оцениваться как экономически эффективный в случае, если чистая приведенная стоимость проекта по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения на прогнозный период, **равный 10 годам**, с учетом инвестиционной стадии проекта имеет положительное значение.

При отсутствии экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения такие мероприятия могут быть включены в схему теплоснабжения **по предложению органа местного самоуправления** поселения, округа при наличии источника финансирования таких мероприятий в случае необходимости завершения начатых мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения и обеспечения требований к качеству и безопасности горячей воды.

Предложения по источникам финансирования мероприятий, проводимых на теплопотребляющих установках потребителей, обеспечивающих перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения, должны быть подтверждены соответствующими нормативными правовыми актами и (или) договорами (соглашениями).

С учётом рассуждений, приведённых в части 9.2 и части 9.4 можно сделать вывод:

Перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения СЦТ «Лесное» на закрытую систему горячего водоснабжения, приведёт к увеличению годовых теплопотерь в сетях и однозначно не даёт экономического эффекта.

Часть 9.6 Расчет ценовых (тарифных) последствий для потребителей в случае реализации мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения.

С учётом рассуждений, приведённых в части 9.2 и части 9.4 можно сделать выводы:

- Перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения СЦТ «Лесное» на закрытую систему горячего водоснабжения, приведёт к увеличению годовых теплопотерь в сетях и однозначно не даёт экономического эффекта.
- Перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения СЦТ «Лесное» на закрытую систему горячего водоснабжения, приведёт к увеличению тарифа на тепловую энергию.

Глава 10. Перспективные топливные балансы.

Часть 10.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения.

Перспективный топливный баланс годового расхода топлива по котельной СЦТ «Лесное» совмещён с балансом тепловой энергии и приведён в таблице 76. Результаты расчетов перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов по котельной СЦТ «Лесное» совмещены с перспективным топливным балансом годового расхода топлива и приведены в таблице 76. Балансы составлены на основании данных таблицы 53, с учётом положений главы 5, проектов приведённых в таблицах 69, 70 и 72.

Прогнозируемая динамика потребления топлива на централизованное теплоснабжение наглядно отражена на рис. 28

Прогнозируемая динамика усреднённого КПД котельных и эффективности систем теплоснабжения приведена на рис. 29.

Вывод: до 2030г. ожидается значительное повышение эффективности функционирования СЦТ за счёт реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения.

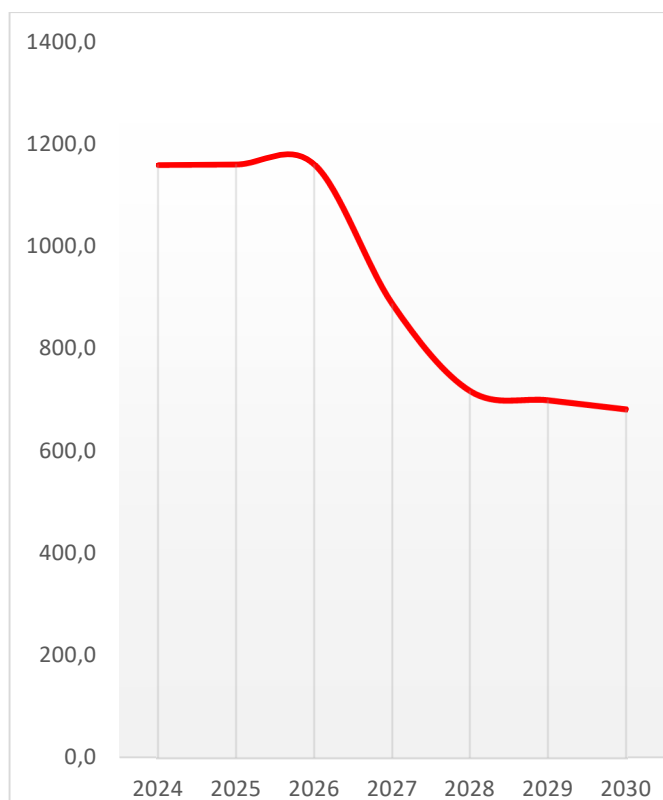


Рисунок 28 Прогнозируемая динамика потребления топлива на централизованное теплоснабжение, т.у.т.

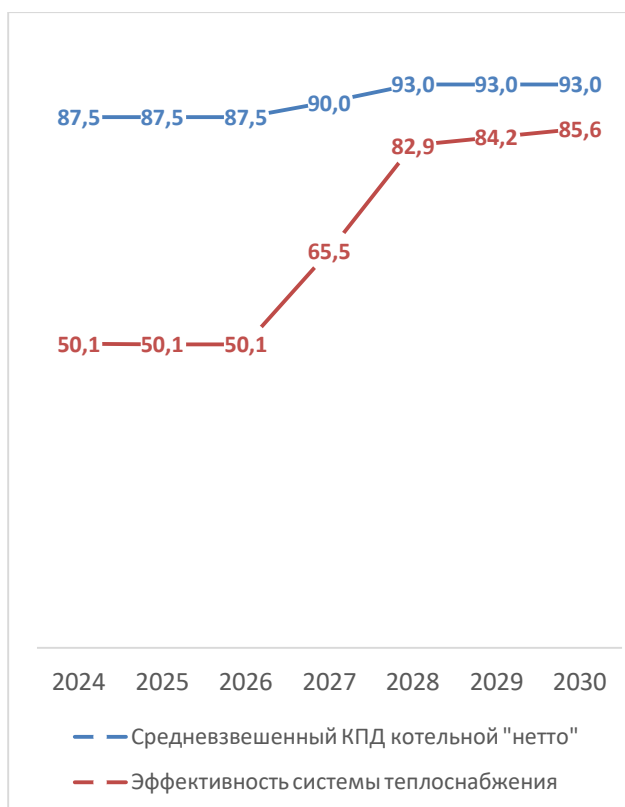


Рисунок 29 Прогнозируемая динамика усреднённого КПД котельных и эффективности СЦТ.

Таблица 76 Перспективный топливный баланс СЦТ «Лесное», совмещённый с балансом тепловой энергии.

№пп	Составляющая баланса	Ед. изм.	Формула для расчёта	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1.1	Основное топливо	—	—	газ	газ	газ	газ	газ	газ	газ
1.2		тыс.м.куб.	—	1158,8	1160	1160	887	717	699	681
1.3		т.у.т.		1337	1338	1338	1024	827	807	786
2.1	Резервное топливо	—	—	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель	дизель
2.2		тонн		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.3		т.у.т.		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Теловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	—	9361	9369	9369	7167	5791	5647	5504
4	Выработка тепловой энергии	Гкал	—	8192	8199	8199	6450	5386	5252	5118
5	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	—	181	246	246	194	54	53	51
6	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	п4-п5	8011	7953	7953	6257	5332	5199	5067
7	Потери тепловой сети	Гкал	—	3318	3261	3261	1564	533	442	355
		%	п7/п6*100	41	41	41	25	10	8,5	7,0
8	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	п8.1+п8.2+п8.3	4693	4693	4693	4693	4799	4758	4713
8.1	отопление и вентиляция	Гкал	—	4348	4348	4348	4348	4241	4201	4157
8.2	ГВС	Гкал	—	344	344	344	344	558	557	555
8.3	потребление объектами теплоснабжающей организации	Гкал	—	0	0	0	0	0	0	0
9	УРУТ на выработку тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	(п1.3+п2.3)/п4	163,2	163,2	163,2	158,7	153,6	153,6	153,6
10	Средневзвешенный КПД котельной "нетто"	%	п4/п3*100	88	87,5	87,5	90,0	93,0	93,0	93,0
11	Коэффициент полезного использования теплоты топлива СЦТ	%	—	50,1	50,1	50,1	65,5	82,9	84,2	85,6
12	Максимальная расчётная тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию	ГКал/час	—	1,76	1,76	1,76	1,76	1,71	1,70	1,68
13	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение (сред. час. расход в сутки макс. водопотребл.)	ГКал/час	—	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
14	Тепловая нагрузка на технологию (пекарня, сушка и т.д.)	ГКал/час	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	м.куб/ч	(п2+п3+п4)*Кг./п5	457	457	457	350	270	263	256
16	Максимальный часовой расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	м.куб/ч	(п3+п4)*Кг./п5	23	23	23	17	14	14	13
17	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в зимний период	тыс.м.куб	—	1074	1075	1075	844	661	645	628
18	Расход природного газа на выработку тепловой энергии в летний период	тыс.м.куб	—	85,0	85,1	85,1	43,3	55,5	54,5	53,5
Примечание				Строительство новой автоматической газовой БМК мощностью 3Гкал/ч						

Примечание: Кг – коэффициент по газу, Кг=0,14286/1,154

Часть 10.2 Результаты расчётов 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)» утверждённым 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 газе, 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:

$$\text{ННЗТ} = Q_{\max} \cdot N_{\text{ср.м}} \cdot \frac{1}{K} \cdot T \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. тонн}$$

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

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

K - коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо (см. таблицу 78), т.у.т./тонн;

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

Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, определяется в зависимости от вида топлива и способа его доставки в соответствии с таблицей 77.

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

- по твердому топливу – $T^3 = 45$ суток;
- по жидкому топливу – $T^3 = 30$ суток.

Расчет НЭЗТ производится по формуле:

$$\text{НЭЗТ} = Q_{\max}^3 \cdot N_{\text{ср.м}^3} \cdot \frac{1}{K} \cdot T^3 \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. тонн}$$

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

$N_{\text{ср.м}^3}$ - расчетный норматив средневзвешенного удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию по трем наиболее холодным месяцам, т.у.т./Гкал.

Общий нормативный запас основного и резервного топлива (ОНЗТ) рассчитывается по сумме ННЗТ и нормативного эксплуатационного запаса топлива (НЭЗТ).

Для отопительных (производственно-отопительных) котельных, работающих на газовом топливе с резервным жидким топливом, запасы НЭЗТ могут не предусматриваться в случае отсутствия снижений подачи газа в периоды похолоданий за три года, предшествовавших

текущему году, и отсутствия графика снижения подачи газа на текущий и (или) планируемые годы.

Таблица 77 Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, в зависимости от вида топлива и способа его доставки

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

Для перспективной котельной СЦТ «Лесное» рекомендуется в качестве аварийного (резервного) топлива использовать дизтопливо.

Ограничения подачи газа газоснабжающими организациями в период похолоданий, на текущий год не установлены.

Согласно п. 4.5 в [15], вид топлива и его классификация (основное, при необходимости аварийное) определяется по согласованию с региональными уполномоченными органами власти. Количество и способ доставки необходимо согласовать с топливоснабжающими организациями.

В таблице 78 приведены результаты расчёта нормативных запасов топлива для перспективной котельной СЦТ «Лесное».

Таблица 78 Результаты расчётов нормативных запасов топлива.

№пп	наименование системы тепло-снабжения	вид основного топлива	вид резервного топлива	среднесуточное значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть в самом холодном месяце года (для расчёта ННЗТ)	расчетный норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца (для расчёта ННЗТ)	коэффициент перевода натурального топлива в условное топливо	количество суток для расчета запаса ННЗТ	ННЗТ
				Гкал/сут	т.у.т./Гкал			тонн
1	СЦТ "Лесное"	природный газ	диз.топливо	30,7	0,168	1,45	5	17,8

Прогноз нормативных запасов топлива для котельной СЦТ «Лесное» приведены в таблице 79.

Таблица 79 Нормативные запасы топлива на котельных в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго».

№пп	Вид топлива	ед. изм.	Нормативный запас топлива								
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2041
1.1	ННЗТ дизель	тонн натурального топлива	—	—	—	—	18	18	18	18	18
1.2	НЭЗТ дизель	тонн натурального топлива	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1.3	ОНЗТ дизель	тонн натурального топлива	—	—	—	—	18	18	18	18	18
2.1	ННЗТ мазут	тонн натурального топлива	мазутное хозяйство находится в ветхом (нерабочем) состоянии			0	0	—	—	—	—
2.2	НЭЗТ мазут	тонн натурального топлива				0	0	—	—	—	—
2.3	ОНЗТ мазут	тонн натурального топлива				0	0	—	—	—	—

Часть 10.3 Виды топлива, потребляемые источниками тепловой энергии.

Основным топливом для котельной СЦТ «Лесное» служит природный газ с теплотворной способностью 8078ккал/м.куб. Природный газ транспортируется трубопроводным транспортом от наружных газовых сетей. Хранилища природного газа не предусмотрены.

По состоянию на 2025год на территории Лесного СП источники тепловой энергии с использованием ВИЭ, а также местных видов топлива отсутствуют, за исключением печного отопления с использованием древесины для индивидуального теплоснабжения.

Часть 10.4. Преобладающий в поселении вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в поселении.

Основным единственным видом топлива, определяемым по совокупности всех СЦТ на территории Лесного СП, является природный газ (*ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения»*).

Часть 10.5 Приоритетное направление развития топливного баланса поселения.

До 2030 года ожидается повышение эффективности функционирования СЦТ «Лесное» за счёт снижения сетевых теплопотерь и повышения КПД котельной за счёт строительства новой АГБМК мощностью 3,0Гкал/ч. Соответственно, ожидается снижение удельного расхода топлива на единицу полезного отпуска тепловой энергии.

До 2030 года основным топливом для котельной СЦТ «Лесное» будет природный газ.

Часть 10.6 Описание изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, в том числе с учетом введенных в эксплуатацию построенных и реконструированных источников тепловой энергии.

Существенных изменений в перспективных топливных балансах за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, нет.

Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения.

Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в пунктах 6.25-6.33 СП 124.13330-2012 «Тепловые сети».

В соответствии с указаниями в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- Первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений предусмотренных ГОСТ 30494. Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.
- Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54ч: жилые и общественные здания до 12°C, промышленных зданий до 8°C.
- Третья категория – остальные потребители».

В соответствии с п. 6.25 в [14]: «Способность проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) следует определять по трем показателям (критериям): вероятности безотказной работы [Р], коэффициенту готовности [Кг] и живучести [Ж]».

В соответствии с указаниями п. 6.26 в [14] минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать: для источника теплоты - 0,97; для тепловых сетей - 0,9; для потребителя теплоты - 0,99. Минимально допустимый показатель вероятности безотказной работы системы централизованного теплоснабжения в целом следует принимать равным 0,86.

Нормативные показатели безотказности тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимостью замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей теплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также - числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе Кг принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью СЦТ к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Термины и определения, используемые в настоящей главе, приведены в п. 1.9.1 части 1.9 Главы 1.

Часть 11.1 Методы и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения.

На основе отчётных данных, публикуемых ТСО на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов (аварийные ситуации) на тепловых сетях СЦТ «Лесное» за период работы с 2020-2024гг. не зафиксировано. На основании данных, предоставленных МУП «ТеплоЭнерго», отказов (аварийных ситуаций) на тепловых сетях СЦТ «Лесное» по итогам работы в 2020-2024гг. не было.

Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения, в соответствии с рекомендациями в [32], приведены в приложении 5. Формы рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

Часть 11.2 Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей, среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения.

На основе отчётных данных, публикуемых ТСО на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов (аварийные ситуации) на тепловых сетях СЦТ «Лесное» за период работы с 2020-2024гг. не зафиксировано. На основании данных, предоставленных МУП «ТеплоЭнерго», отказов (аварийных ситуаций) на тепловых сетях СЦТ «Лесное» по итогам работы в 2020-2024гг. не было.

Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения приведены в приложении 5. Формы рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

Часть 11.3 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения Лесного СП и мероприятия по повышению надёжности систем теплоснабжения.

В соответствии с письмом Министерства энергетики России от 07.05.2022г. №ЕГ-6173/07 (см. п. 3.1 в томе 3) при актуализации схемы теплоснабжения необходимо выявить потенциальные угрозы в системах теплоснабжения и выработать мероприятия по повышению надёжности систем теплоснабжения, направленных на нивелирование выявленных угроз.

Потенциальными рисками (угрозами) в системах теплоснабжения являются: отказы в работе источников тепловой энергии по причине отказа оборудования; отказы в работе источников тепловой энергии по причине нарушения (прекращения) энергоснабжения; отказы в работе тепловых сетей (порывы в сетях).

В таблице 80 отражены выявленные угрозы (риски) в системах теплоснабжения по результатам анализа предоставленной информации и схемы теплоснабжения Лесного СП, актуализированной на 2025г. В таблице 80 зелёным цветом выделены те ячейки по каждой СЦТ, где проблема отсутствует; красным цветом выделены те ячейки, где проблема (угроза) носит явный (выраженный) характер; жёлтым цветом – где проблема (угроза) не носит острого (явного) характера.

Таблица 80 Анализ потенциальных угроз в системах теплоснабжения Лесного СП.

Наименование СЦТ			СЦТ "Лесное"
Адрес местонахождения котельной СЦТ "Лесное"			Челябинская область, Катав-Ивановский район, п. Совхозный, 48
Источник тепловой энергии.	Основные характеристики (параметры) источников тепловой энергии.	Располагаемая мощность, Гкал/ч	20,00
		Общее количество исправных котлоагрегатов	2
		Присоединённая тепловая нагрузка, Гкал/ч	1,76
		Вид основного топлива	Природный газ.
	Потенциальные угрозы по источникам теплоснабжения.	Максимально допустимое значение тепловой нагрузки на коллекторах котельной при аварийном выводе из работы самого мощного котла, Гкал/ч	9,93
		Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной по состоянию на 2025г.	37
		Резервное топливо.	Мазутное хозяйство находится в аварийном состоянии.
		Электроснабжение	Наружные электросети. Два централизованных источника.
		Водоснабжение	Собственная скважина. Один ввод от централизованной системы ХВС. Два наружных, подогреваемых резервуара запаса подготовленной воды объёмом по 200 м ³ , каждый.
Сети тепло-снабжения.	Основные характеристики (параметры) тепловых сетей.	Общая протяжённость в двухтрубном исчислении, км	2,211
		Краткое описание	Двухтрубная система.
	Потенциальные угрозы по теплосетям.	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей	12,7

Вывод: потенциальными угрозами в СЦТ «Лесное» являются: износ оборудования котельной и отсутствие (аварийное состояние) резервного топливного хозяйства.

Часть 11.4 Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам.

Методика расчёта вероятности безотказной работы (ВБР) тепловых сетей подробно изложена в п. 1.9.2 части 1.9 Главы 1.

Функционал расчёта ВБР сетей теплоснабжения, относительно каждого потребителя, реализован в ПРК ZuluThermo ГИС Zulu 8.

По причине отсутствия статистической информации об отказах расчет интенсивности отказов теплопроводов λ с учетом времени их эксплуатации производится по зависимостям распределения Вейбулла при начальной интенсивности отказов 1 км однолинейного теплопровода $\lambda_{нач}$ равной $5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч) или 0,05 1/(км·год). Средняя интенсивность отказов единицы запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) принимается равной $2,28 \cdot 10^{-7}$ 1/ч или 0,002 1/год.

Расчёт ВБР существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя выполнен в ПРК ZuluThermo ГИС Zulu 8. Результаты расчётов совмещены с результатами расчетов гидравлических режимов передачи теплоносителя по тепловым сетям и представлены в таблице 54 части 3.12.

Вывод: Расчёт показал, что ВБР существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя, подключенного к СЦТ «Лесное», находится в пределах допустимых значений (более 0,9), регламентированных п.6.26 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Карты зон с ненормативной надежностью теплоснабжения потребителей не составлялись.

Часть 11.5 Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки.

Функционал расчёта коэффициента готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя реализован в ПРК ZuluThermo ГИС Zulu 8.

Расчёт коэффициента готовности существующих сетей теплоснабжения к обеспечению расчетного теплоснабжения каждого потребителя выполнен в ПРК ZuluThermo ГИС Zulu 8. Результаты расчётов совмещены с результатами расчетов гидравлических режимов передачи теплоносителя по тепловым сетям и представлены в таблице 54.

Вывод: Расчёт показал, что коэффициент готовности существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя, подключенного к СЦТ «Лесное», находится в пределах допустимых значений (более 0,97), регламентированных п.6.26 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Карты зон с ненормативной надежностью теплоснабжения потребителей не составлялись.

Часть 11.6 Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии.

На основе отчётных данных, публикуемых ТСО на официальном сайте ФАС «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ruv> в соответствии со стандартами раскрытия информации, отказов (аварийные ситуации) на котельной и тепловых сетях СЦТ «Лесное» за период работы с 2020 по 2024гг. не зафиксировано. На основании данных, предоставленных МУП «ТеплоЭнерго», отказов (аварийных ситуаций) на котельной и тепловых сетях СЦТ «Лесное» за период с 2020 по 2024гг. не было.

Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования, в том числе, недоотпуска тепловой энергии приведены в приложении 5. Формы рекомендуется вести в форме электронных Excel-таблиц.

Часть 11.7 Сценарии развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, в том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы систем теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии.

В соответствии с разъяснениями Министерства энергетики России от 06.06.2022г. №СП-7733/07 (см. п. 3.2 в томе 3): Оценка надёжности теплоснабжения в аварийных режимах теплоснабжения должна выполняться на основании результатов анализа расчётов возможности обеспечения нормативных показателей надёжности теплоснабжения с перспективной тепловой нагрузкой (на конец периода разработки схемы теплоснабжения) при отказе головного участка теплопровода на одном (с наибольшим диаметром) из выводов тепловой мощности от источника тепловой энергии, которые должны быть выполнены в следующем порядке:

- в электронной модели системы теплоснабжения должен быть разработан перечень необходимых переключений существующей запорно-регулирующей арматуры, обеспечивающей циркуляцию теплоносителя в нижних (после головного участка) участках тепловой сети;
- должен быть рассчитан гидравлический режим циркуляции теплоносителя в аварийном режиме и установлены места нарушения требований нормативного теплоснабжения;
- если по результатам организации нового распределения потоков теплоносителя не удастся достичь нормативных показателей надёжности теплоснабжения, должны быть разработаны предложения по мероприятиям, направленным на их достижение.

В соответствии с требованиями п. 5 СП 124.1330.2012 «Тепловые сети»:

- при авариях (отказах) в системе централизованного теплоснабжения в течение всего ремонтно-восстановительного периода должна обеспечиваться: подача 100 % необходимой теплоты потребителям первой категории;
- подача теплоты на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в объёме 91% при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления - 34°C.

11.7.1 Анализ существующих схем сетей теплоснабжения.

Существующие сети теплоснабжения СЦТ «Лесное» тупиковые, нерезервированные. Наибольшая протяжённость трубопроводов от котельной до самого удалённого, в гидравлическом отношении конечного потребителя, составляет 0,875 км.

Так как по состоянию на 2025г. теплосети СЦТ «Лесное» не закольцованы, моделирование гидравлических режимов работы сетей при отказе отдельных элементов не имеет смысла, так как повреждения любого из участков существующих тепловых сетей будет приводить к полному прекращению теплоснабжения всех потребителей, расположенных после места повреждения.

Расчёт показал (см. часть 11.4 и 11.5), что показатели надёжности (ВБР и коэффициент готовности) существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя, подключенного к СЦТ, находится в пределах допустимых значений (более 0,9), регламентированных п.6.26 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Существующие сети теплоснабжения имеют не большую протяжённость и обеспечивают нормативную надёжность теплоснабжения. Резервирование участков теплопроводов существующих сетей теплоснабжения не требуется.

11.7.2 Анализ перспективных схем сетей теплоснабжения.

Расчёт показал (см. часть 11.4 и 11.5), что показатели надёжности (ВБР и коэффициент готовности) существующих сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя, подключенного к СЦТ «Лесное», находится в пределах допустимых значений (более 0,9), регламентированных п.6.26 в СП 124.13330.2012 «Тепловые сети». Предложения, предусмотренные настоящим проектом направлены, в том числе, на значительное уменьшение средневзвешенного срока эксплуатации теплосетей (*обновление сетей*), что приводит к увеличению ВБР и коэффициента готовности сетей.

На перспективу до 2030г. планируется взамен существующей котельной строительство нового источника тепловой энергии в п. Совхозный ближе к центру тепловых нагрузок, а также прогнозируется отключение от СЦТ «Лесное» ветхого жилья, перевод ИЖД, одноэтажных блокированных жилых домов и отдельных обособленных (удалённых) объектов на децентрализованное теплоснабжение. Соответственно, ожидается уменьшение протяжённости теплосетей с 2,21км до 1,32км. Следовательно ВБР и коэффициент готовности сетей теплоснабжения относительно каждого потребителя повысится.

Вывод: Резервирование участков теплопроводов не требуется.

Часть 11.8 Предложения, обеспечивающие надёжность систем теплоснабжения.

Предложения (проекты, мероприятия) предусмотренные схемой теплоснабжения так или иначе направлены на повышение надёжности теплоснабжения. Перечень предложений (проектов, мероприятий), предусмотренных настоящим проектом и оказывающих влияние на надёжность теплоснабжения представлен в таблице 81.

Часть 11.9 Описание изменений в показателях надёжности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, с учетом введенных в эксплуатацию новых и реконструированных тепловых сетей, и сооружений на них.

Существенных изменений в показателях надёжности теплоснабжения за период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения, нет.

Таблица 81 Перечень предложений (проектов, мероприятий), предусмотренных схемой теплоснабжения оказывающих влияние на надёжность теплоснабжения.

Внутренний идентификатор проекта	Описание проекта	Срок реализации	Оценочный объем планируемых инвестиций на реализацию проектов в ценах 2025г. (без НДС), млн.руб	Влияние на надёжность теплоснабжения
A1	Проектирование и строительство автоматической газовой блочно-модульной котельной в п. Совхозный.	2026-2027	34,06	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт обновления котельной
B1	Проектирование и строительство участка сети теплоснабжения общей протяжённостью порядка 70 м в двухтрубном исчислении для подключения магазина по адресу: п. Совхозный, 14А	2026-2027	0,65	
B2	Проектирование и строительство участка сети теплоснабжения общей протяжённостью около 70м в двухтрубном исчислении для подключения новой котельной к тепловой камере ТК-8.	2026-2027	1,37	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт обновления теплосетей
B3	Техническое перевооружение участка тепловой сети от ТК-8 до детского сада "Грибок" общей протяжённостью около 100м в двухтрубном исчислении с уменьшением диаметра трубопровода до Ду80.	2026-2027	1,16	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт обновления теплосетей
B4	Техническое перевооружение (замена) участков тепловой сети от ТК23 до ТК5 и вводов в дома №26,27,28 и 29.	2026-2029	4,88	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ за счёт обновления теплосетей
—	Обеспечение проведения теплоснабжающей организацией не реже одного раза в шесть месяцев противоаварийных тренировок в соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок.	постоянно	0,00	ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ за счёт поддержания высокого уровня готовности персонала к действиям при возникновении аварийных и предаварийных ситуаций.
ВСЕГО НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТОВ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СХемой ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НАПРАВЛЕННЫХ, В ТОМ ЧИСЛЕ, НА ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ			42,12	—

Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.

Часть 12.1: Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.

Стоимость строительства источников тепловой энергии определена по укрупненным нормативам цен строительства НЦС 81-02-19-2025 «Здания и сооружения городской инфраструктуры» в ценах 2025г. Расценки НЦС 81-02-19-2025 содержат в своём составе все затраты, в том числе затраты на оформление земельного участка для строительства котельной, выполнение проектных работ, экспертиза, приобретение оборудования и материалов; строительно-монтажные и приёмо-сдаточные работы.

Стоимость строительства и замены тепловых сетей определена по укрупненным нормативам цен строительства НЦС 81-02-13-2025 «Наружные тепловые сети» в ценах 2025г.

Для оценки уровня инфляции использован «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2035 года», с учётом Сценарных условий функционирования экономики РФ ... на 2025 и плановый период с 2026 по 2027гг, разработанный Минэкономразвития РФ. Прогноз индекса цен производителей по разделу «Строительство» составит:

Год	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
ИПЦ, у.е.	1,045	1,042	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04

Коэффициент перехода от цен базового района (Московская область) к уровню цен Свердловской области:

- 0,91 - для теплосетей (см. [21]);
- 0,86 - для источников тепловой энергии, ЦТП и ИТП (см. [22]).

График финансирования проектов по реализации схемы теплоснабжения приведён в таблице 82.

Общий объём инвестиций на реализацию проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения до 2030г. составит **43,744 млн.руб.** (в ценах 2025г. без НДС), в том числе: инвестиции по системам теплоснабжения в зонах существующей застройки – 43,744 млн. руб.; инвестиции по системам теплоснабжения в зонах перспективной застройки – 0 млн. руб.

Часть 12.2 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 – ИПр), 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 ИПр является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Таблица 82 График финансирования проектов по реализации схемы теплоснабжения.

Шифр проекта в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019№212	Внутренний идентифи-катор проекта	Наименование проекта (мероприятия)	Срок реализации	Источник инвестиций	Оценочный объем планируемых инвестиций на реализацию проектов в ценах 2025г, млн.руб. (без НДС)	Оценочный объем планируемых инвестиций на реализацию проекта по годам реализации без учёта индексов-дефляторов, млн. руб. (без НДС)					
						2025	2026	2027	2028	2029	2030
А. Перечень проектов по строительству источников тепловой энергии.											
001-01-01-01-1	A1	Проектирование и строительство автоматической газовой блочно-модульной котельной в п. Совхозный.	2026-2027	Бюджетные средства	34,06		17,03	17,03			
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов по строительству источников тепловой энергии.					34,06	0,00	17,03	17,03	0,00	0,00	0,00
Б. Перечень проектов по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.											
001-02-03-01	Б1	Проектирование и строительство участка сети теплоснабжения общей протяжённостью порядка 70 м в двухтрубном исчислении для подключения магазина по адресу: п. Совхозный, 14А	2026-2027	Бюджетные средства	0,65		0,33	0,33			
001-02-03-02	Б2	Проектирование и строительство участка сети теплоснабжения общей протяжённостью около 70м в двухтрубном исчислении для подключения новой котельной к тепловой камере ТК-8.	2026-2027	Бюджетные средства	1,37		0,69	0,69			
001-02-03-03	Б3	Техническое перевооружение участка тепловой сети от ТК-8 до детского сада "Грибок" общей протяжённостью около 100м в двухтрубном исчислении с уменьшением диаметра трубопровода до Ду80.	2026-2027	Бюджетные средства	1,16		0,58	0,58			
001-02-03-04	Б4	Техническое перевооружение (замена) участков тепловой сети от ТК23 до ТК5 и вводов в дома №26,27,28 и 29.	2026-2029	Бюджетные средства	4,88		1,22	1,22	1,22	1,22	
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов по реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.					8,07	0,00	2,81	2,81	1,22	1,22	0,00
В. Перечень проектов, направленных на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями.											
001-02-09-01	В1	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Лесное".	2029-2030	Внебюджетные источники (средства ТСО)	0,57					0,29	0,29
нет шифра	В2	Оснащение многоквартирных домов в п. Совхозный общедомовыми узлами учета потребляемой тепловой энергии.	2026-2030	Внебюджетные источники (фонд капитального ремонта)	1,05		0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
ИТОГО инвестиции на реализацию проектов, направленных на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями.					1,62	0,00	0,21	0,21	0,21	0,50	0,50
ВСЕГО НА РЕАЛИЗАЦИЮ ПРОЕКТОВ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ СХЕМОЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ					43,74	0,00	20,05	20,05	1,43	1,72	0,50
БЮДЖЕТНОЕ ФИНАНСИРОВАНИЕ					42,12	0,00	19,84	19,84	1,22	1,22	0,00
ВНЕБЮДЖЕТНОЕ ФИНАНСИРОВАНИЕ					1,62	0,00	0,21	0,21	0,21	0,50	0,50

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)

12.2.1 Внутренние источники собственных средств.

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.

12.2.2 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 большому 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 %;

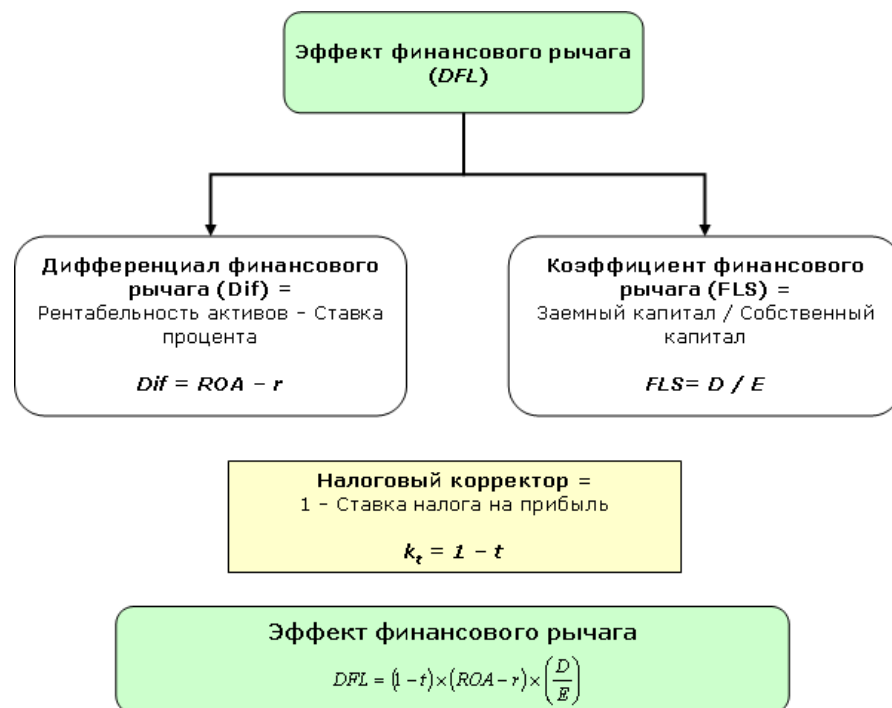
D – заемный капитал;

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 EBIT, и ставкой процента по заемному капиталу:

$$Dif = ROA - r$$

где:

i – 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 достигнута 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.

12.2.3 Выводы по Части 12.2

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

- финансирование за счет внутренних источников ТСО (амортизация, чистая прибыль);
- финансирование за счет использования заемных средств;
- финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу;
- финансирование за счёт средств фонда капитального ремонта жилья.

При реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения, рекомендуется долевое финансирование с использованием бюджетных средств, внутренних источников ТСО (амортизация, чистая прибыль) и с применением инвестиционной надбавки к тарифу для возврата инвестированного капитала.

Проекты с малым сроком окупаемости (1-2 года) и небольшими капитальными затратами (наладка сетей) рекомендуется реализовывать за счёт средств ТСО. В соответствии с п. 14 Постановления Правительства РФ от 22 октября 2012 г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»: «В течение периода действия регулируемых цен (тарифов) дополнительные средства, полученные регулируемой организацией в результате снижения операционных расходов вследствие повышения эффективности деятельности этой организации при осуществлении ею регулируемого вида деятельности, остаются в ее распоряжении. Сокращение затрат регулируемой организации не является основанием для досрочного (до даты окончания срока действия цен (тарифов) на товары (услуги) указанной регулируемой организации) пересмотра цен (тарифов) на товары (услуги) этой регулируемой организации. При осуществлении плана проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и в целях реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности период сохранения регулируемой организацией дополнительных средств, полученных ею вследствие снижения затрат, составляет 2 года после окончания срока окупаемости указанных мероприятий». Данные принципы направлены на стимулирование ТСО повышать эффективность работы систем централизованного теплоснабжения.

Предложения по объёмам и источникам финансирования каждого проекта приведены в таблице 82.

Общий объём инвестиций на реализацию проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения до 2030г. составит **43,744 млн. руб.** (в ценах 2025г. без НДС), в том числе:

- бюджетное финансирование – 42,124 млн. руб.;
- средства ТСО – 0,570 млн. руб.;
- средства застройщика – 0,000 млн. руб.;
- иные источники (внебюджет) – 1,050 млн. руб.

Распределение затрат при реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения в зависимости от источников финансирования наглядно отражено на рис. 30.

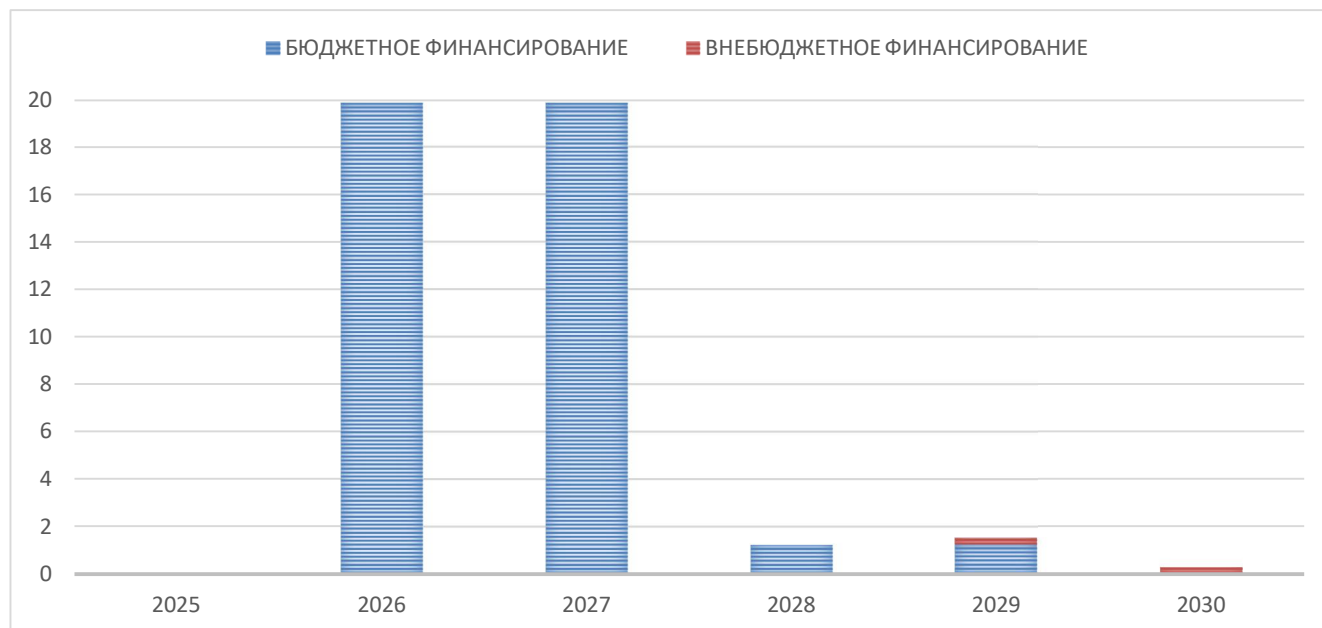


Рисунок 30 Распределение затрат при реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения в зависимости от источников финансирования.

Часть 12.3 Расчеты экономической эффективности инвестиций.

Методика расчета эффективности инвестиций изложена в «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Приказом Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. № ВК477).

12.3.1 Общие сведения.

Основные принципы оценки эффективности.

Эффективность ИПР – категория, отражающая соответствие проекта, порождающего данный, 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 ИПР 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-изыскательские 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 ИПр оценивается в течение всего расчетного периода.

Для того чтобы ИПр, с точки зрения инвестора, был признан эффективным, необходимо, чтобы эффект реализации порождающего его проекта был положительным. При сравнении альтернативных ИПр 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 ИПр 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 денежных потоков

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 инвестиционных проектов.

Цель расчёта показателей эффективности ИПр: определить условия успешной реализации ИПр 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 ИПр 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.

$$NPV = -IC + \sum_{i=1}^n \frac{NCF_i}{(1+E)^i} \quad (12.1)$$

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.

$$DPP = \frac{IC}{\sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+E)^i}} \quad (12.2)$$

Индекс рентабельности инвестиций:

$$PI = \frac{NPV}{IC} + 1 \quad (12.3)$$

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

$$IRR = E_1 + \frac{NPVe1}{NPVe1 - NPVe2} \times (E_2 - E_1) \quad (12.4)$$

где E_1 и E_2 – 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 кредитору), 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.

Анализ чувствительности проекта

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 ИПр на всех фазах жизненного цикла проекта.

12.3.2 Данные для расчётов показателей эффективности инвестиционных проектов.

График финансирования проектов по реализации схемы теплоснабжения приведён в таблице 82.

Целью оценочного расчёта показателей эффективности является определение возможности реализации предложенных проектов за счёт средств инвестора при условии сохранения баланса интересов всех участников реализации проектов.

Для расчёта принимаются следующие параметры и допущения:

- валюта – рубль.
- расчёты проводятся в постоянных ценах 2025 года.
- реальная стоимость капитала учитывается дисконтированием денежных потоков.
- срок жизни проектов по источникам тепловой энергии составляет 20 лет, по тепловым сетям – 25 лет, наладка сетей – 15 лет;
- при расчётах НДС не учитывается;
- при расчётах прогнозируемый объём реализации тепловой энергии принят с учётом того, что весь объём тепловой энергии (Отэ) будет расчётной величиной.

Индексы-дефляторы Минэкономразвития РФ, прогнозы тарифов на энергоносители и воду для каждой теплоснабжающей организации приведены в таблице 83.

Экономический эффект от реализации проектов складывается из снижения постоянных издержек (заработная плата операторам котельных) и переменных издержек (снижение затрат энергоресурсов на производство и передачу тепловой энергии) после реализации проектов.

Возврат внебюджетных средств (частных инвестиций), предполагается за счёт экономического эффекта от реализации мероприятий, инвестиционной надбавки к тарифу и амортизационных отчислений обновлённых фондов.

Расчёт показателей эффективности ИПр выполнен с использованием вычислительных средств Microsoft Excel только по тем проектам, предусмотренным схемой теплоснабжения, реализация которых предполагает получение экономического эффекта. По остальным проектам расчёты не производились.

Таблицы расчёта показателей эффективности инвестиционных проектов приведены в приложении 6.

В таблице 84 приведены результаты расчёта показателей эффективности инвестиционных проектов.

Графики приведённого дисконтированного дохода приведён на рис. 31

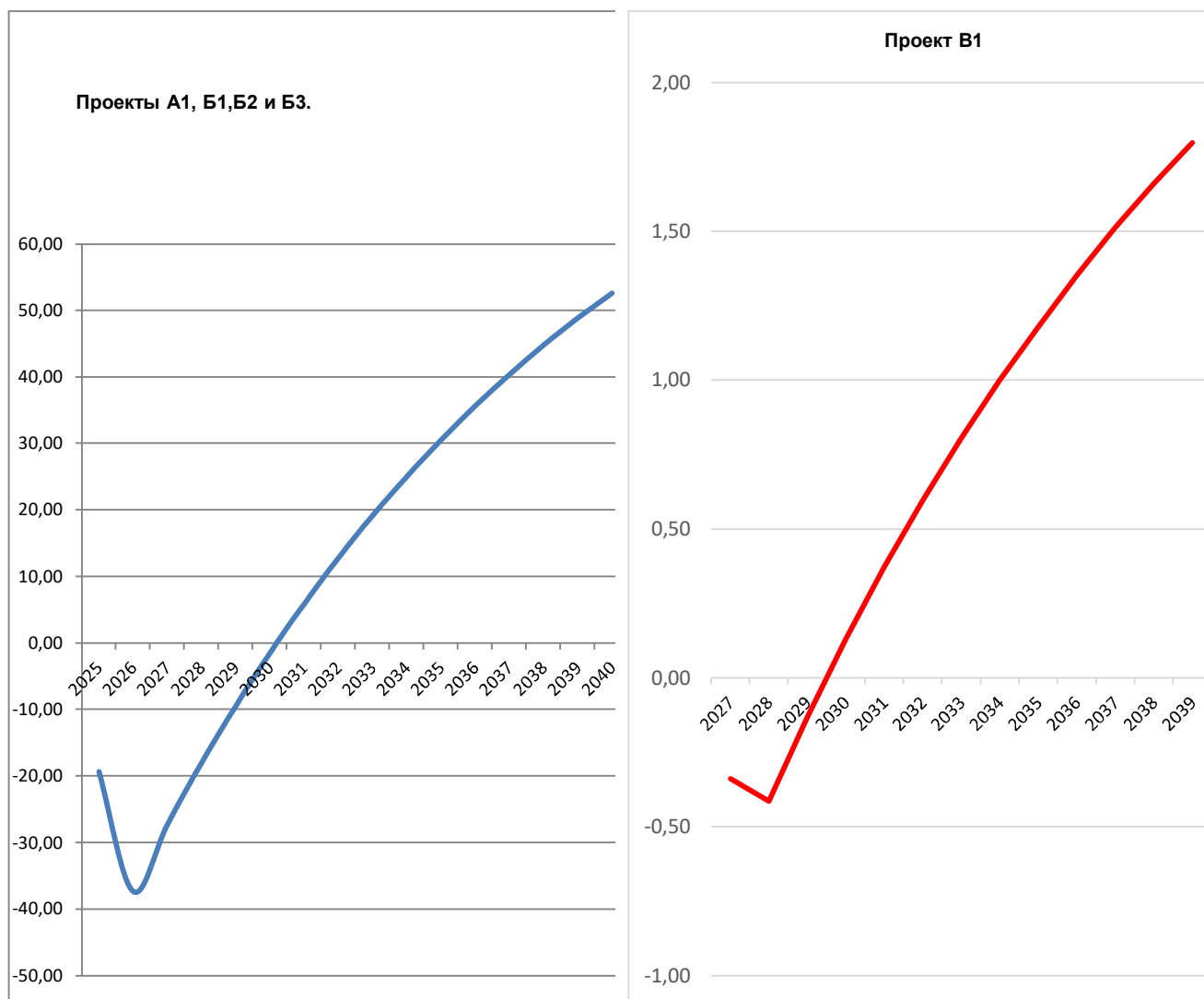


Рисунок 31 Графики приведённого дисконтированного дохода, млн. руб

12.3.3 Общие выводы по инвестиционным проектам:

- 1) Расчёт показателей эффективности ИПр носит предварительный, оценочный характер. Цель расчёта показателей эффективности в данной работе - показать уровень привлекательности каждого проекта для потенциального инвестора.
- 2) Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения имеет срок окупаемости не более двух лет, не требуя при этом значительных финансовых вложений.
- 3) Разработка рабочего инвестиционного проекта (инвестиционной программы) должна опираться на результаты комплексного энергообследования объектов СЦТ и возможности электронной модели системы теплоснабжения.
- 4) 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.).
- 5) Рекомендуется комплексная реализация проектов А1, Б1, Б2, Б3 и В1 (см. табл. 84). Для реализации проектов рекомендуется долевое финансирование, например: бюджетные средства – 49%; средства ТСО – 1%; заёмные средства – 50% (возврат займа за счёт части (75%) достигнутого экономического эффекта от реализации проектов). Рекомендуемые

доли финансирования при комплексной реализации проектов А1, Б1, Б2, Б3 и В1 наглядно представлены на рис. 32.

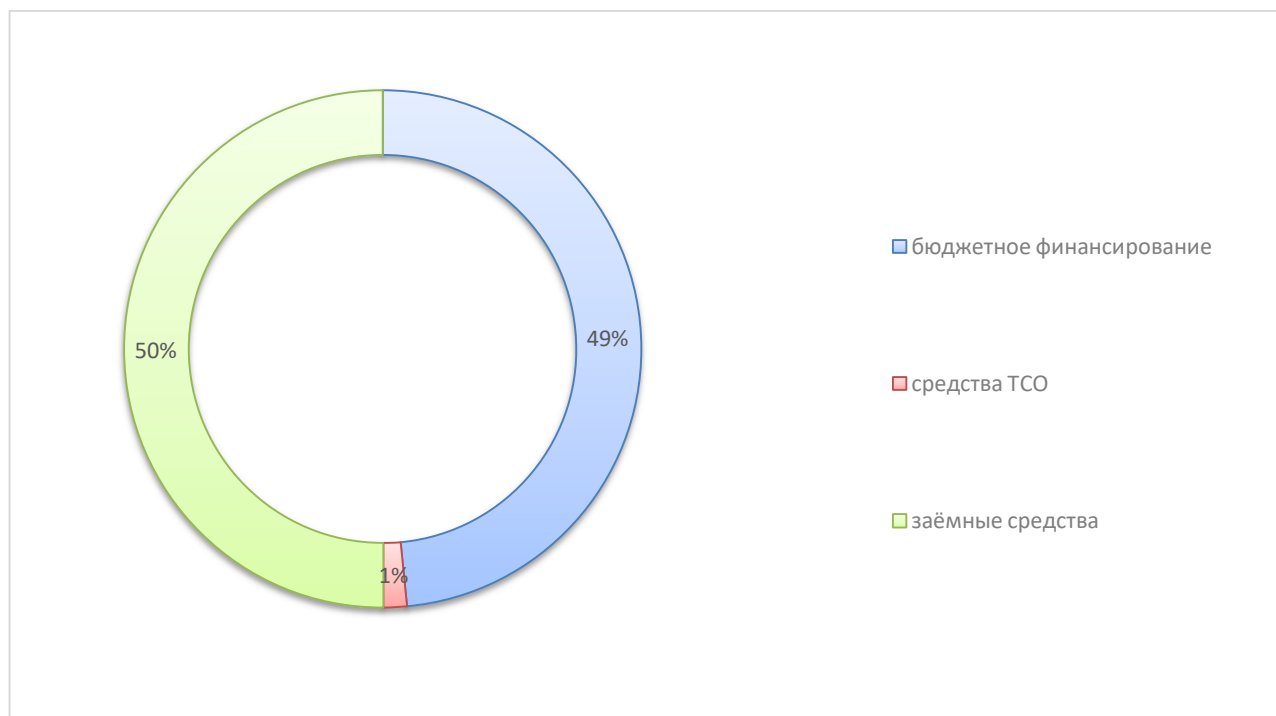


Рисунок 32 Рекомендуемые доли финансирования при комплексной реализации проектов.

Часть 12.4 Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения приведены в главе 14.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 83 Индексы-дефляторы и прогноз роста цен на ТЭР.

№пп	Показатель	Источник данных	Ед.изм.	Значение показателя по годам расчетного периода											
				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	Индексы-дефляторы														
1.1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036года (официальный сайт Минэкономразвития РФ http://economy.gov.ru)	у.е.	1,058	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
1.2	Рост цен на электроэнергию		у.е.	1,116	1,05	1,05	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
1.3	Рост цен на газ природный		у.е.	1,213	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
1.4	Рост совокупного платежа граждан за коммунальные услуги		у.е.	1,058	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
2	Индексы-дефляторы нарастающим итогом														
2.1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая нарастающим итогом	—	у.е.	1,058	1,100	1,144	1,190	1,238	1,287	1,339	1,392	1,448	1,506	1,566	1,629
2.2	Рост цен на электроэнергию нарастающим итогом	—	у.е.	1,116	1,172	1,230	1,292	1,333	1,376	1,420	1,465	1,512	1,560	1,610	1,662
2.3	Рост цен на газ природный нарастающим итогом	—	у.е.	1,213	1,262	1,312	1,364	1,408	1,453	1,500	1,547	1,597	1,648	1,701	1,755
2.4	Рост совокупного платежа граждан за коммунальные услуги нарастающим итогом	—	у.е.	1,058	1,100	1,144	1,190	1,238	1,287	1,339	1,392	1,448	1,506	1,566	1,629
3	Прогноз тарифов на ТЭР для МУП "ТеплоЭнерго"														
3.1	Средневзвешенный тариф на электроэнергию	расчёт на основании плановых показателей ФХД на 2024г	руб/кВтч	9,42	10,51	11,04	11,59	12,17	12,56	12,96	13,37	13,80	14,24	14,70	15,17
3.2	Средневзвешенный тариф на природный газ		руб/м.куб.	8,18	9,92	10,32	10,73	11,16	11,52	11,89	12,27	12,66	13,06	13,48	13,91

Таблица 84 Результаты расчёта показателей эффективности инвестиционных проектов (на основании данных приложения 6)

Внутренний идентификатор проекта	Наименование проекта (мероприятия)	Инвестиции в проект (I), млн. руб.	Ставка Дисконтирования, %	Суммарный ежегодный экономический эффект после реализации всех мероприятий в ценах 2025г., млн. руб.	Инвестиционная надбавка к тарифу, руб/Гкал	Срок жизни проекта, лет	Чистый приведённый доход (NPV), млн. руб..	Индекс рентабельности (PI), у.е.	Внутренняя норма доходности (IRR), %	Дисконтированный срок окупаемости (DDP), лет	Рекомендуемые источники инвестиций
A1, Б1, Б2 и Б3.	A1) Проектирование и строительство автоматической газовой блочно-модульной котельной в п. Совхозный. Б1)Проектирование и строительство участка сети теплоснабжения общей протяжённостью порядка 70 м в двухтрубном исчислении для подключения магазина по адресу: п. Совхозный, 14А. Б2)Проектирование и строительство участка сети теплоснабжения общей протяжённостью около 70м в двухтрубном исчислении для подключения новой котельной к тепловой камере ТК-8. Б3) Техническое перевооружение участка тепловой сети от ТК-8 до детского сада "Грибок" общей протяжённостью около 100м в двухтрубном исчислении с уменьшением диаметра трубопровода до Ду80.	39,49	12	9,22	0	20	70,34	2,78	31	4,5	бюджетные средства и инвестиционная надбавка к тарифу
В1	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Лесное".	0,69	12	0,22	0	12	1,93	3,78	56	1,2	средства ТСО

Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения.

Часть 13.1 Результаты оценки существующих и перспективных значений следующих индикаторов развития систем теплоснабжения, рассчитанных в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения.

Целевой показатель – это ожидаемая норма усовершенствования, установленная для конкретного процесса, продукта, услуги и т.д. Целевые значения устанавливаются в конкретных единицах (деньги, количество, процент, отношение...) и ориентированы на определенный период времени.

Для Лесного СП развитие системы теплоснабжения оценивается по индикаторам, применяемым отдельно:

- к системам теплоснабжения;
- к зонам деятельности ЕТО;
- к поселению в целом.

К индикаторам, характеризующим развитие существующей системы теплоснабжения, должны относиться:

- индикаторы, характеризующие динамику изменения спроса на тепловую мощность (тепловую нагрузку) в зоне действия системы теплоснабжения, с учетом перспективного изменения этой зоны за счет ее расширения (сокращения);
- индикаторы, характеризующие функционирование источников тепловой энергии в изолированной системе теплоснабжения;
- индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей, обеспечивающих передачу тепловой энергии, теплоносителя от источника тепловой энергии к потребителям, присоединенным к тепловым сетям изолированной системы теплоснабжения;
- индикаторы, характеризующие реализацию инвестиционных планов развития изолированных систем теплоснабжения.

Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в СЦТ «Лесное» приведены в таблице 85. Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго» и в целом по Лесному СП соответствуют индикаторам спроса на тепловую энергию в СЦТ «Лесное» (см. таблицу 85).

Таблица 85 Индикаторы, характеризующие спрос на тепловую энергию в каждой СЦТ.

№пп	Составляющая баланса	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	5114,4	5319,9	4676,1	4610,3	4692,5	4692,5	4692,5	4692,5	4798,5	4757,5	4712,5
1.1	отопление и вентиляция	Гкал	4726,3	4932,0	4304,8	4295,6	4348,5	4348,5	4348,5	4348,5	4241,0	4201,0	4157,4
1.2	ГВС	Гкал	388,1	387,9	380,2	314,7	344,1	344,1	344,1	344,1	557,6	556,6	555,2
1.3	технология	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Индикаторы, характеризующие динамику функционирования котельной СЦТ «Лесное» приведены в таблице 86. Индикаторы, характеризующие динамику функционирования котельной в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго» и в целом по Лесному СП соответствуют индикаторам, характеризующим динамику функционирования котельной в СЦТ «Лесное» (см. табл. 86).

Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей СЦТ «Лесное» приведены в таблице 87. Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей в зоне деятельности МУП «ТеплоЭнерго» и в целом по Лесному СП соответствуют индикаторам, характеризующим динамику изменения показателей тепловых сетей СЦТ «Лесное» (см. табл. 87).

Ожидается, что после реализации проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения:

- Протяжённость сетей теплоснабжения уменьшится с 2,21 км (2025г.) до 1,32 км (2030г.) в двухтрубном исчислении.
- Мощность источника тепловой энергии уменьшится со 21,95 Гкал/ч (2025г.) до 3,0 Гкал/ч (2030г.).

Необходимо регулярно сравнивать фактически достигнутые результаты с запланированными целевыми показателями, для своевременного выявления динамики изменений и принятия при необходимости корректирующих действий.

Часть 13.2 Описание изменений (фактических данных) в оценке значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения.

Анализ изменений (фактических данных) значений индикаторов развития систем теплоснабжения поселения с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения не выполнялся, так как за период с 2018г. (год разработки схемы теплоснабжения) по 2025г. проекты схемы теплоснабжения не реализовывались.

За период с 2018г. (год разработки схемы теплоснабжения) по 2025г. масштабные проекты в системе теплоснабжения Лесного СП не реализовывались, соответственно значения индикаторов развития систем теплоснабжения поселения существенно не изменялись.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 86 Индикаторы, характеризующие динамику функционирования котельной СЦТ «Лесное».

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Установленная тепловая мощность котельной:	Гкал/ч	21,95	21,95	21,95	21,95	21,95	21,95	21,95	3,00	3,00	3,00	3,00
2.	Присоединенная тепловая нагрузка на коллекторах	Гкал/ч	2,80	2,51	2,45	2,45	2,45	2,44	2,44	1,95	1,84	1,82	1,79
3.	Доля резерва тепловой мощности котельной	%	85,67	87,11	87,40	87,40	87,40	87,45	87,45	34,71	38,35	39,08	39,86
4.	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	тыс. Гкал	8,75	8,84	7,90	8,03	8,01	7,95	7,95	6,26	5,33	5,20	5,07
5.	Удельный расхода условного топлива на тепловую энергию, отпущенную с коллекторов котельной	кг.у.т./Гкал	164,84	164,84	164,84	163,03	166,93	168,29	168,29	163,64	155,16	155,16	155,16
6.	Коэффициент полезного действия "нетто" котельной	%	88,62	88,62	88,62	89,56	87,52	87,52	87,52	90,00	93,00	93,00	93,00
7.	Число часов использования установленной тепловой мощности	час/год	407,72	411,95	367,98	374,08	373,21	373,55	373,55	2150,07	1795,18	1750,67	1706,14
8.	Удельная установленная тепловая мощность котельной на одного жителя	МВт/тыс. чел	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1	52,1	7,1	7,2	7,3	7,3
9.	Частота отказов с прекращением теплоснабжения от котельной	1/год	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10.	Средневзвешенный срок службы котлов	лет	33,0	34,0	35,0	36,0	37,0	38,0	39,0	0,0	1,0	2,0	3,0

Таблица 87 Индикаторы, характеризующие динамику изменения показателей тепловых сетей СЦТ «Лесное».

N п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1.	Протяженность тепловых сетей в однострунном исчислении, в том числе:	км	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	2,64	2,64	2,64
1.1	сети теплоснабжения	км	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	4,42	2,64	2,64	2,64
1.2	горячего водоснабжения	км	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Материальная характеристика тепловых сетей, в том числе:	тыс.м.кв	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,25	0,25	0,25
2.1	сети теплоснабжения	тыс.м.кв	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,25	0,25	0,25
2.2	горячего водоснабжения	тыс.м.кв	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.	Средний срок эксплуатации тепловых сетей	лет	9,0	10,0	11,0	11,7	12,7	11,7	10,7	9,7	8,7	7,7	6,7
3.1	сети теплоснабжения	лет	9,0	10,0	11,0	11,7	12,7	—	—	—	—	—	—
3.2	горячего водоснабжения	лет	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

№ п/п	Наименование показателя	ед.изм.	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
4.	Удельная материальная характеристика тепловых сетей на одного жителя, обслуживаемого из системы теплоснабжения	м.кв./чел.	1,054	1,054	1,054	1,054	1,054	1,054	1,054	1,054	0,515	0,521	0,526
5.	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,12	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	1,81	1,79	1,77
6.	Относительная материальная характеристика	м.кв./Гкал/ч	244,2	279,5	279,5	279,5	279,5	279,5	279,5	279,5	138,5	139,7	141,1
7.	Нормативные потери тепловой энергии в тепловых сетях	Гкал	1335	1335	1335	1335	1335	расчёт не выполнялся					
7.1.	сети теплоснабжения	Гкал	1335	1335	1335	1335	1335	расчёт не выполнялся					
7.2.	горячего водоснабжения	Гкал	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
8.	Относительные нормативные потери в тепловых сетях	%	21	20	22	22	22	расчёт не выполнялся					
9.	Линейная плотность передачи тепловой энергии в тепловых сетях (однотрубное исчисл.)	Гкал/м	1,2	1,2	1,1	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,8	1,8	1,8
10.	Количество повреждений (отказов) в тепловых сетях, приводящих к прекращению теплоснабжения потребителей	ед./год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.	Удельная повреждаемость тепловых сетей	ед./км/год	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.1	сети теплоснабжения	ед./км/год	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	0	0	0	0	0	0
11.2	горячего водоснабжения	ед./км/год	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12.	Тепловая нагрузка потребителей, присоединенных к тепловым сетям по схеме с непосредственным разбором теплоносителя на цели горячего водоснабжения из систем отопления (открытая схема)	Гкал/ч	2,80	2,51	2,45	2,45	2,45	2,44	2,44	1,95	1,84	1,82	1,79
13.	Доля потребителей, присоединенных по открытой схеме	%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
14.	Расчетный расход теплоносителя (в соответствии с утвержденным графиком отпуска тепла в тепловые сети)	тонн/ч	997	997	997	997	997	997	997	120	120	120	120
15.	Фактический расход теплоносителя	тонн/ч	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—
16.	Удельный расход теплоносителя на передачу тепловой энергии в горячей воде	тонн/Гкал	1,273	2,053	нет данных	нет данных	нет данных	0,33	0,33	0,33	0,31	0,31	0,31
17.	Нормативная подпитка тепловой сети	тонн/ч	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,27	0,27	0,26
18.	Фактическая подпитка тепловой сети	тонн/ч	6,51	10,92	нет данных	нет данных	нет данных	—	—	—	—	—	—
19.	Расход электрической энергии на передачу тепловой энергии и теплоносителя	млн. кВт-ч	0,55	0,48	0,45	0,44	0,45	0,45	0,45	0,33	0,17	0,17	0,16
20.	Удельный расход электрической энергии на передачу тепловой энергии	кВт-ч/Гкал	106,63	90,65	96,03	96,01	96,41	96,4	96,4	70,0	35,0	35,0	35,0

Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия.

Часть 14.1 Общие положения.

Для анализа влияния строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них на цену тепловой энергии (*прогноз тарифных последствий на перспективный период*) разрабатываются тарифно-балансовые расчётные модели теплоснабжения потребителей (ТБМ).

ТБМ разрабатываются в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения, утверждёнными Приказом Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения...».

Показатели производственных программ, принятые при расчетах ценовых последствий реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения, определены с учетом:

- плановых объемов полезного отпуска тепловой энергии (мощности), с учетом изменения тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии на перспективный период;
- изменения технико-экономических показателей, в том числе показателей энергосбережения и энергоэффективности по СЦТ;
- ввода в эксплуатацию объектов инвестирования и завершения реализации мероприятий схемы теплоснабжения к 2030г.

Реализация включенных в схему теплоснабжения мероприятий по развитию системы теплоснабжения осуществляется путем разработки и реализации каждой из теплоснабжающей организации (ТСО), в зоне действия которых схемой теплоснабжения предусмотрены мероприятия инвестиционной программы (ИПр) ТСО.

В рамках разработки ИПр ТСО готовит и направляет в орган регулирования тарифов в сфере теплоснабжения следующую информацию:

- уточненные данные по объему необходимых капитальных вложений на реализацию мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения;
- предложения ТСО по источникам финансирования капитальных вложений и условиям их привлечения/возврата/обслуживания;
- другие материалы, характеризующие инвестиционную деятельность организации и требующие учета в ИП.

При разработке ИП важно достичь компромисса интересов всех участников рынка (ТСО, потребители, кредитные организации, инвесторы, муниципалитет).

По результатам рассмотрения полученных от ТСО проекта ИП и обосновывающих материалов, орган регулирования тарифов в сфере теплоснабжения уполномочен утвердить ИП (*тариф на тепловую энергию с инвестиционной составляющей, тариф на подключение новых потребителей*) с учетом предложений ТСО в рамках действующего законодательства в сфере теплоснабжения.

В случае корректировки схемы теплоснабжения или изменения условий реализации ИП или по результатам мониторинга целевого использования привлеченных инвестиционных ресурсов, возможны корректировки ИП и величины тарифа на подключение новых потребителей и инвестиционной составляющей, подлежащей включению в тариф на тепловую энергию, в рамках ежегодного пересмотра и установления цен (тарифов) органом тарифного регулирования.

На основании вышеизложенного, расчеты ценовых последствий для потребителей, приведенные в настоящей главе, носят оценочный характер, иллюстрируют принципиальную возможность ТСО профинансировать мероприятия, предусмотренные схемой теплоснабжения, дают индикативную оценку прогнозных тарифов на тепловую энергию для потребителей (тарифов на подключение новых потребителей) на перспективный период и должны быть

уточнены ТСО при разработке ИП.

Часть 14.2 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.

ТБМ сформированы на основе нижеприведённых показателей и отражают их изменение по годам реализации схемы теплоснабжения:

- Индексы-дефляторы МЭР;
- Баланс тепловой мощности;
- Баланс тепловой энергии;
- Топливный баланс;
- Баланс теплоносителей;
- Балансы электрической энергии;
- Балансы холодной воды питьевого качества;
- Тарифы на покупные энергоносители и воду;
- Производственные расходы товарного отпуска;
- Производственная деятельность;
- Инвестиционная деятельность;
- Финансовая деятельность;
- Проекты схемы теплоснабжения.

Индексы-дефляторы МЭР установлены в прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036г. разработанные Минэкономразвития России. Индексы-дефляторы МЭР применяются с целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности ТСО и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет. Индексы-дефляторы МЭР и прогноз изменения цен на ТЭР на период до 2036г. приведены в таблице 83.

При разработке ТБМ учитывается перспективный прирост тепловой нагрузки и объёмов потребления тепловой энергии (см. Главы 2,4 и 10).

В ТБМ при расчётах необходимой валовой выручки (НВВ) приняты следующие статьи расходов:

Операционные расходы на производство и на передачу тепловой энергии:

- расходы на приобретение сырья и материалов;
- расходы на ремонт основных средств;
- расходы на оплату труда;
- расходы на оплату работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями;
- расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг и других работ и услуг;
- расходы на служебные командировки;
- расходы на обучение персонала;
- лизинговые платежи и арендная плата;
- другие расходы, не относящиеся к неподконтрольным расходам, за исключением амортизации основных средств и нематериальных активов и расходов на погашение и обслуживание заемных средств.

Неподконтрольные расходы, в том числе:

- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления;
- расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности;
- расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, включая плату за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов, а также расходы на обязательное страхование;
- концессионная плата;
- арендная плата;
- расходы по сомнительным долгам;
- отчисления на социальные нужды;
- расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним;
- налог на прибыль.

Расходы на ресурсы, в том числе:

- затраты на топливо;
- затраты на покупную электроэнергию, тепловую энергию, воду и создание нормативных запасов топлива.

Прибыль, в том числе:

- нормативная прибыль;
- предпринимательская прибыль.

ТБМ по каждой системе теплоснабжения разрабатывается с использованием вычислительных средств «Microsoft Excel» в виде файла табличного редактора.

Прогноз тарифов на тепловую энергию выполняется в 2-х модельных базах:

- с учетом реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения
- без учета реализации мероприятий, предложенных в схеме теплоснабжения (с учетом ИПЦ, установленного МЭР к действующему тарифу на тепловую энергию).

ТБМ разрабатываются в соответствии с нормативными документами, определяющими требования к расчету тарифов методом индексации (см. [40] и [13]). При расчётах по статьям расходов принято:

Операционные расходы на производство и передачу тепловой энергии на перспективный период определены с учётом ИПЦ на основе базового уровня операционных расходов, установленного региональным тарифным органом на 2025г. при утверждении тарифа.

Операционные расходы на производство и передачу тепловой энергии принимаются на основании долгосрочных параметров регулирования, установленных на долгосрочный период регулирования для формирования тарифов с использованием метода индексации. Операционные расходы на производство и передачу тепловой энергии на перспективный период определяются с учётом ИПЦ на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2025г.

Затраты на вспомогательные материалы рассчитывались пропорционально изменению объёма выработки тепловой энергии с учётом ИПЦ на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2025г.

Размер арендной платы за производственные объекты определён на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2025г. с

прогнозируемым постепенным снижением сумм начисляемой аренды.

Отчисления на социальные нужды на перспективный период определены с учётом ИПЦ на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2025г.

Амортизация основных фондов, образованных в результате нового строительства, модернизации и технического перевооружения основных производственных фондов при реализации схемы теплоснабжения, определена линейным методом, исходя из стоимости объектов основных средств и срока их полезного использования, определенного в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002г. №1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Принятый срок полезного использования основных фондов:

- системы автоматизации, контроля и т.д. – 5 лет;
- оборудование котельных – 10 лет;
- строительство БМК – 15 лет;
- тепловые сети – 20 лет;
- оборудование ЦТП, ИТП, ПН – 10 лет.

Налог на имущество по объектам инвестирования входит в состав расходов, формирующих тарифы ТСО. Ставка налога на имущество составляет 2,2% (пп. 1, 3 ст.370 НК РФ). Базой, облагаемой налогом на имущество, является среднегодовая стоимость основных фондов (недвижимого имущества). Расчет среднегодовой стоимости имущества выполнен с учетом амортизации, исчисленной для целей бухгалтерского учета.

Расходы по сомнительным долгам принимаются в размере 2% НВВ, относимой на население и приравненных к нему категорий потребителей.

Остальные неподконтрольные расходы на производство и передачу тепловой энергии на перспективный период определяются с учётом ИПЦ на основе плановых показателей финансово-хозяйственной деятельности ТСО при установлении тарифа на 2025г.

Затраты на топливо определяются исходя из прогнозируемого годового расхода топлива с учётом изменения показателей работы (удельный расход топлива) при реализации схемы теплоснабжения и цены топлива. Цена на каждый вид топлива на перспективный период определяется на основе цены, принятой региональным тарифным органом в расчет тарифов на 2025г. с использованием соответствующих индексов-дефляторов.

Затраты на электроэнергию и воду определяются исходя из их прогнозируемого годового расхода с учётом изменения показателей работы (удельный расход электроэнергии и воды) при реализации схемы теплоснабжения и цены ресурсы. Цена на электроэнергию и воду на перспективный период определяются на основе цены, принятой региональным тарифным органом в расчет тарифов на 2025г. с использованием соответствующих индексов-дефляторов.

Затраты на тепловую энергию и теплоноситель определяются исходя из годового объема покупки тепловой энергии и теплоносителя от каждого из поставщиков и цен, рассчитанных в соответствующих ТБМ либо принятых региональным тарифным органом в расчет тарифов на 2025г., с использованием соответствующих индексов-дефляторов.

Объем расчетной предпринимательской прибыли на каждый год перспективного периода определяется в размере не более 5% включаемых в необходимую валовую выручку расходов (*за исключением расходов на приобретение тепловой энергии (теплоносителя) и услуг по передаче тепловой энергии (теплоносителя)*). Ставка налога на предпринимательскую прибыль принимается в размере 20%.

Нормативная прибыль определена исходя из необходимых расходов на капитальные вложения, необходимых расходов на погашение и обслуживание заемных средств, привлекаемых

на финансирование мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, а также в других случаях в соответствии с пп. «в» п.48 в [13].

Нормативная прибыль определяется исходя из необходимых расходов на капитальные вложения, необходимых расходов на погашение и обслуживание заемных средств, привлекаемых на финансирование мероприятий, предусмотренных схемой теплоснабжения, а также в других случаях в соответствии с пп. «в» п.48 в [13].

Финансирование мероприятий предусматривается за счёт заемных средств, капиталовложения из прибыли ТСО и амортизационных отчислений.

Расходы на возврат и обслуживание кредитных средств определены с учетом следующих допущений:

- при разработке плана финансирования мероприятий предусмотрено начало возврата кредитных средств через 1 год после их получения;
- возврат тела каждого кредита осуществляется неравными долями, исходя из возможности их включения в тариф;
- срок пользования привлеченными кредитами, направляемыми на финансирование по каждому мероприятию – до 6 лет;
- размер процентной ставки по кредитам на финансирование мероприятий принят в соответствии с действующим законодательством в размере ставки рефинансирования Центрального банка Российской Федерации (20%), увеличенной на 4 процентных пункта.

Реализация проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения направлено на предоставление качественной услуги теплоснабжения по доступной потребителю цене.

Оценочный анализ тарифных последствий выполнен для двух вариантов реализации проектов А1, Б1, Б2, Б3 и В1 предусмотренным схемой теплоснабжения, реализация которых предполагает получение экономического эффекта. Для удобства восприятия вышеуказанные проекты представлены в таблице 88 (исходная таблица 82).

Таблица 88 Проекты, рассматриваемые при анализе тарифных последствий.

Внутренний идентификатор проекта	Описание проекта	Срок реализации	Оценочный объем планируемых инвестиций на реализацию проектов в ценах 2025г, млн.руб. (без НДС)
А1	Проектирование и строительство автоматической газовой блочно-модульной котельной в п. Совхозный.	2026-2027	34,06
Б1	Проектирование и строительство участка сети теплоснабжения общей протяжённостью порядка 70 м в двухтрубном исчислении для подключения магазина по адресу: п. Совхозный, 14А	2026-2027	0,65
Б2	Проектирование и строительство участка сети теплоснабжения общей протяжённостью около 70м в двухтрубном исчислении для подключения новой котельной к тепловой камере ТК-8.	2026-2027	1,37
Б3	Техническое перевооружение участка тепловой сети от ТК-8 до детского сада "Грибок" общей протяжённостью около 100м в двухтрубном исчислении с уменьшением диаметра трубопровода до Ду80.	2026-2027	1,16
В1	Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Лесное".	2029-2030	0,57

1-ый вариант: Реализация проектов А1, Б1, Б2 и Б3 предполагается за счёт бюджетных средств. Теплоснабжающая организация - муниципальное предприятие (прибыль при расчёте тарифа не предусматривается). Общий объём инвестиций в ценах 2025г. – 37,812 млн. руб. (без НДС), в том числе: бюджетные средства – 37,812 млн. руб. (без НДС).

Оценочный расчёт прогнозируемого тарифа на тепловую энергию в разработанной ТБМ для 1-ого варианта представлен в таблице 89.

2-ой вариант: Реализация проектов А1, Б2 и В1 предполагается из внебюджетных источников. Теплоснабжающая организация - коммерческая организация. Возврат внебюджетных средств (частных инвестиций), предполагается за счёт экономического эффекта от реализации мероприятий, инвестиционной надбавки к тарифу и амортизационных отчислений обновлённых фондов. Реализация проектов Б1 и Б3 предполагается за счёт бюджетных средств. Общий объём инвестиций в ценах 2025г. – 37,81 млн. руб. (без НДС), в том числе: бюджетные средства – 1,81 млн. руб. (без НДС); внебюджетные средства – 36,0 млн. руб. (без НДС).

Возврат заёмных средств предполагается за счёт 75% от достигнутого экономического эффекта от реализации мероприятий на протяжении 8 лет.

Оценочный расчёт прогнозируемого тарифа на тепловую энергию в разработанной ТБМ для 2-ого варианта представлен в таблице 90.

В таблице 91 и наглядно на рис. 33 представлен прогнозируемый тариф на тепловую энергию (без учёта НДС) для двух вариантов реализации проектов А1, Б1, Б2, Б3 и В1 (см. выше) и динамика тарифа на тепловую энергию для случая, когда проекты не реализуются. Источником данных для таблицы 91 являются таблицы 89 и 90.

Таблица 89 Расчёт прогнозируемого тарифа на тепловую энергию для 1-ого варианта реализации проектов А1, Б1, Б2, Б3 и В1.

ТБМ (производство и передача тепловой энергии).		Прогноз тарифа на тепловую энергию в зоне действия СЦТ «Лесное", при реализации проектов А1, Б1, Б2 и Б3 за счёт бюджетных средств. Теплоснабжающая организация - муниципальное предприятие (МУП «ТеплоЭнерго»). Прибыль при расчёте тарифа не предусматривается.												
№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
I	Производственные показатели													
1	Тепловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	9 369,0	9 369,0	7 166,9	5 790,9	5 647,3	5 503,7	5 503,7	5 503,7	5 503,7	5 503,7	5 503,7	5 503,7
2	Произведено тепловой энергии	Гкал	8 199	8 199	6 450	5 280	5 293	5 163	5 163	5 163	5 163	5 163	5 163	5 163
3	Собственные нужды источника тепловой энергии	Гкал	246,0	246,0	193,5	53,9	52,5	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2
4	Отпуск тепловой энергии	Гкал	7 953,4	7 953,4	6 256,7	5 225,7	5 240,5	5 112,2	5 112,2	5 112,2	5 112,2	5 112,2	5 112,2	5 112,2
5	Потери тепловой энергии в сети	Гкал	3 260,9	3 260,9	1 564,2	533,2	442,0	354,7	354,7	354,7	354,7	354,7	354,7	354,7
6	Полезный отпуск тепловой энергии всего, в том числе:	Гкал	4 693	4 693	4 693	4 693	4 799	4 758	4 758	4 758	4 758	4 758	4 758	4 758
	на собственное производство	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	сторонним потребителям, в том числе:	Гкал	4 693	4 693	4 693	4 693	4 799	4 758	4 758	4 758	4 758	4 758	4 758	4 758
	- бюджетные потребители и прочие организации	Гкал	493	493	493	493	493	493	493	493	493	493	493	493
	- население	Гкал	4 199	4 199	4 199	4 199	4 305	4 264	4 264	4 264	4 264	4 264	4 264	4 264
II	Параметры расчета расходов													
	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)	у.е.	1,058	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
	Индекс эффективности операционных расходов (ИОР от 1% до 5%)	у.е.	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Индекс изменения количества активов производство (ИКА) по производству тепловой энергии	у.е.	0,0	0,0	-0,86	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Индекс изменения количества активов производство (ИКА) по передаче тепловой энергии	у.е.	0,00	0,00	-0,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Количество условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности	у.е.	50,9	50,9	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/ч	21,95	21,95	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
	Коэффициент эластичности затрат по росту активов (Кэл)	у.е.	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
	Итоговый коэффициент индексации операционных расходов по производству тепловой энергии	у.е.	2,0	2,0	0,7	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	Итоговый коэффициент индексации операционных расходов по передаче тепловой энергии	у.е.	2,0	2,0	0,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
III	Операционные (подконтрольные) расходы, всего	тыс.руб.	3 015	3 136	488	508	528	549	571	594	618	643	668	695
1	Расходы на сырье и материалы, в том числе	тыс.руб.	11,9	12,3	12,8	13,3	13,9	14,4	15,0	15,6	16,2	16,9	17,5	18,3
	расходы на реагенты	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Оплата труда, всего	тыс.руб.	2 884,0	2 999,4	346,6	360,5	374,9	389,9	405,5	421,7	438,6	456,1	474,3	493,3
	в т.ч. оплата основного производственного персонала	тыс.руб.	2 884,0	2 999,4	346,6	360,5	374,9	389,9	405,5	421,7	438,6	456,1	474,3	493,3
	среднегодовая численность	чел.	9,0	9,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	средний размер заработной платы	тыс.руб.	26,7	27,8	28,9	30,0	31,2	32,5	33,8	35,1	36,5	38,0	39,5	41,1
4	Расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями	тыс.руб.	29,7	30,9	32,1	33,4	34,7	36,1	37,6	39,1	40,6	42,2	43,9	45,7
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	3,6	3,8	3,9	4,1	4,2	4,4	4,6	4,8	5,0	5,2	5,4	5,6
6	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Лизинговый платеж (по прочему имуществу)	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Арендная плата (по прочему имуществу)	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Другие расходы	тыс.руб.	85,8	89,3	92,8	96,6	100,4	104,4	108,6	113,0	117,5	122,2	127,1	132,1
IV	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	1 356,9	1 402,9	164,4	171,0	177,8	185,0	192,4	200,0	208,1	216,4	225,0	234,0
1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, всего	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Расходы на водоотведение	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	тариф	руб./куб.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	объём	куб.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Расходы на услуги по передаче тепловой энергии	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

ТБМ (производство и передача тепловой энергии).		Прогноз тарифа на тепловую энергию в зоне действия СЦТ «Лесное», при реализации проектов А1, Б1, Б2 и Б3 за счёт бюджетных средств. Теплоснабжающая организация - муниципальное предприятие (МУП «ТеплоЭнерго»). Прибыль при расчёте тарифа не предусматривается.												
№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	тариф	руб./Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	объём	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Арендная плата (по имуществу, связанному с производством тепловой энергии)	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Концессионная плата (по имуществу, связанному с производством тепловой энергии)	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	2,41	2,51	2,61	2,71	2,82	2,93	3,05	3,17	3,30	3,43	3,57	3,71
	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размеще-ние отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	1,36	1,41	1,47	1,53	1,59	1,65	1,72	1,79	1,86	1,94	2,01	2,09
	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.	1,05	1,09	1,14	1,18	1,23	1,28	1,33	1,38	1,44	1,49	1,55	1,62
	иные расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1 346,5	1 400,4	161,8	168,3	175,0	182,0	189,3	196,9	204,8	212,9	221,5	230,3
6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним (за искл. расходов на капитальные вложения (инвестиции) и процентов по ним)	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Налог на прибыль (в том числе налог на доходы при УСНО)	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
V	Расходы на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, в том числе	тыс.руб.	14 178	16 718	13 253	10 329	10 543	10 657	11 004	11 361	11 731	12 113	12 507	12 913
1	Расходы на природный газ, всего	тыс.руб.	9 489,3	11 510,5	9 157,2	7 695,1	7 804,4	7 849,0	8 099,8	8 358,7	8 625,8	8 901,5	9 186,0	9 479,5
	средневзвешенная цена	руб./м.куб	8,18	9,92	10,32	10,73	11,16	11,52	11,89	12,27	12,66	13,06	13,48	13,91
	объём	тыс.м.куб.	1 159,8	1 159,8	887,2	716,9	699,1	681,3	681,3	681,3	681,3	681,3	681,3	681,3
2	Резервное топливо	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	средневзвешенная цена	тыс.руб./т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	объём	тонн	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	4 261,0	4 755,3	3 625,4	1 946,3	2 026,2	2 071,1	2 137,3	2 205,6	2 276,1	2 348,9	2 423,9	2 501,4
	средневзвешенная цена	руб./квт.ч.	9,4	10,5	11,0	11,6	12,2	12,6	13,0	13,4	13,8	14,2	14,7	15,2
	объём	тыс.квт.ч	452	452	328	168	167	165	165	165	165	165	165	165
4	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	тариф	руб./Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	объём	тыс.Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	428	452	470	687	712	737	766	797	829	862	897	933
	средневзвешенная цена	руб./куб.м	58,1	61,5	64,0	66,5	69,2	72,0	74,8	77,8	81,0	84,2	87,6	91,1
	объём	куб.м	7 353	7 353	7 353	10 331	10 290	10 241	10 241	10 241	10 241	10 241	10 241	10 241
6	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	средневзвешенная цена	руб./куб.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	объём	тыс.куб.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расходы, связанные с созданием нормативных запасов топлива, включая расходы по обслуживанию заемных средств, привлекаемых для этих целей	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
VI	Прибыль	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	Предпринимательская прибыль	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Расчётная нормативная прибыль	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	расходы на капитальные вложения (инвестиции)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	расходы на погашение и обслуживание заемных средств, привлекаемых на реализацию мероприятий инвестиционной программы	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	экономически обоснованные расходы на выплаты, предусмотренные коллективными договорами, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
VII	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
VIII	Корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IX	Необходимая валовая выручка, всего	тыс.руб.	18 549,8	21 256,6	13 905,7	11 007,6	11 248,6	11 391,4	11 767,2	12 155,6	12 556,9	12 971,5	13 399,8	13 842,5

ТБМ (производство и передача тепловой энергии).		Прогноз тарифа на тепловую энергию в зоне действия СЦТ «Лесное», при реализации проектов А1, Б1, Б2 и Б3 за счёт бюджетных средств. Теплоснабжающая организация - муниципальное предприятие (МУП «ТеплоЭнерго»). Прибыль при расчёте тарифа не предусматривается.												
№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	3 953,0	4 529,9	2 963,4	2 345,8	2 344,2	2 394,4	2 473,4	2 555,0	2 639,4	2 726,5	2 816,6	2 909,6
	Индекс роста тарифа	%	—	114,6	65,4	79,2	99,9	102,1	103,3	86,2	103,3	116,3	103,3	117,6
	Тариф на тепловую энергию рассчитанный с учётом индексов МЭР	руб./Гкал	3 953,1	3 332,1	3 477,0	3 592,2	3 735,9	3 885,3	4 040,7	4 202,4	4 370,5	4 545,3	4 727,1	4 916,2
	Удельные расходы, в том числе													
	топлива на единицу выработанной тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	163,2	163,2	158,7	153,6	153,6	153,6	153,6	153,6	153,6	153,6	153,6	153,6
	топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в сеть	кг.у.т/Гкал	168,3	168,3	163,6	155,2	155,2	155,2	155,2	155,2	155,2	155,2	155,2	155,2
	воды на производство и передачу тепловой энергии	куб.м/Гкал	0,33	0,33	0,33	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
	электроэнергии на производство и передачу тепловой энергии	кВт.ч/Гкал	96,4	96,4	70,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
	Доля потерь тепловой энергии от объёма тепловой энергии, отпущенной в теплосети.	%	41,0	41,0	25,0	10,0	8,5	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
XIII	Справочная информация.													
1	Количество котельных	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	Суммарная установленная тепловая мощность источников	Гкал/час	21,95	21,95	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
3	Суммарная тепловая нагрузка по совокупности договоров теплоснабжения	Гкал/час	1,85	1,85	1,85	1,81	1,79	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
4	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке	у.е.	1,12	1,05	1,05	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
5	Рост цен на газ природный	у.е.	1,21	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
6	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке нарастающим итогом	у.е.	1,12	1,17	1,23	1,29	1,33	1,38	1,42	1,47	1,51	1,56	1,61	1,66
7	Рост цен на газ природный нарастающим итогом	у.е.	1,21	1,26	1,31	1,36	1,41	1,45	1,50	1,55	1,60	1,65	1,70	1,75
8	Прогноз тарифа на электроэнергию (МУП "ТеплоЭнерго")	руб/кВтч	9,42	10,51	11,04	11,59	12,17	12,56	12,96	13,37	13,80	14,24	14,70	15,17
9	Прогноз стоимости природного газа (МУП "ТеплоЭнерго")	руб/м.куб.	8,18	9,92	10,32	10,73	11,16	11,52	11,89	12,27	12,66	13,06	13,48	13,91

Таблица 90 Расчёт прогнозируемого тарифа на тепловую энергию для 2-ого варианта реализации проектов А1, Б1, Б2, Б3 и В1.

ТБМ (производство и передача тепловой энергии).		Прогноз тарифа на тепловую энергию в зоне действия СЦТ «Лесное», при реализации проектов А1, Б1 и В1 из внебюджетных источников. Теплоснабжающая организация - коммерческая организация. Возврат внебюджетных средств (частных инвестиций), предполагается за счёт экономического эффекта от реализации мероприятий, инвестиционной надбавки к тарифу и амортизационных отчислений обновлённых фондов. Реализация проектов Б2 и Б3 предполагается за счёт бюджетных средств.												
№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
I	Производственные показатели													
1	Тепловой эквивалент затраченного топлива	Гкал	9 369,0	9 369,0	7 166,9	5 790,9	5 647,3	5 503,7	5 503,7	5 503,7	5 503,7	5 503,7	5 503,7	5 503,7
2	Произведено тепловой энергии	Гкал	8 199	8 199	6 450	5 280	5 293	5 163	5 163	5 163	5 163	5 163	5 163	5 163
3	Собственные нужды источника тепловой энергии	Гкал	246,0	246,0	193,5	53,9	52,5	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2
4	Отпуск тепловой энергии	Гкал	7 953,4	7 953,4	6 256,7	5 225,7	5 240,5	5 112,2	5 112,2	5 112,2	5 112,2	5 112,2	5 112,2	5 112,2
5	Потери тепловой энергии в сети	Гкал	3 260,9	3 260,9	1 564,2	533,2	442,0	354,7	354,7	354,7	354,7	354,7	354,7	354,7
6	Полезный отпуск тепловой энергии всего, в том числе:	Гкал	4 693	4 693	4 693	4 693	4 799	4 758	4 758	4 758	4 758	4 758	4 758	4 758
	на собственное производство	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	сторонним потребителям, в том числе:	Гкал	4 693	4 693	4 693	4 693	4 799	4 758	4 758	4 758	4 758	4 758	4 758	4 758
	- бюджетные потребители и прочие организации	Гкал	493	493	493	493	493	493	493	493	493	493	493	493
	- население	Гкал	4 199	4 199	4 199	4 199	4 305	4 264	4 264	4 264	4 264	4 264	4 264	4 264
II	Параметры расчета расходов													
	Индекс потребительских цен на расчетный период регулирования (ИПЦ)	у.е.	1,058	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
	Индекс эффективности операционных расходов (ИОР от 1% до 5%)	у.е.	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
	Индекс изменения количества активов производство (ИКА) по производству тепловой энергии	у.е.	0,0	0,0	-0,86	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Индекс изменения количества активов производство (ИКА) по передаче тепловой энергии	у.е.	0,00	0,00	-0,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Количество условных единиц, относящихся к активам, необходимым для осуществления регулируемой деятельности	у.е.	50,9	50,9	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5
	Установленная тепловая мощность источника тепловой энергии	Гкал/ч	21,95	21,95	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
	Коэффициент эластичности затрат по росту активов (Кэл)	у.е.	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
	Итоговый коэффициент индексации операционных расходов по производству тепловой энергии	у.е.	2,0	2,0	0,7	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	Итоговый коэффициент индексации операционных расходов по передаче тепловой энергии	у.е.	2,0	2,0	0,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
III	Операционные (подконтрольные) расходы, всего	тыс.руб.	3 015	3 136	488	508	528	549	571	594	618	643	668	695
1	Расходы на сырье и материалы, в том числе	тыс.руб.	11,9	12,3	12,8	13,3	13,9	14,4	15,0	15,6	16,2	16,9	17,5	18,3
	расходы на реагенты	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Расходы на ремонт основных средств	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Оплата труда, всего	тыс.руб.	2 884,0	2 999,4	346,6	360,5	374,9	389,9	405,5	421,7	438,6	456,1	474,3	493,3
	в т.ч. оплата основного производственного персонала	тыс.руб.	2 884,0	2 999,4	346,6	360,5	374,9	389,9	405,5	421,7	438,6	456,1	474,3	493,3
	среднегодовая численность	чел.	9,0	9,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	средний размер заработной платы	тыс.руб.	26,7	27,8	28,9	30,0	31,2	32,5	33,8	35,1	36,5	38,0	39,5	41,1
4	Расходы на выполнение работ и услуг производственного характера, выполняемых по договорам со сторонними организациями или индивидуальными предпринимателями	тыс.руб.	29,7	30,9	32,1	33,4	34,7	36,1	37,6	39,1	40,6	42,2	43,9	45,7
5	Расходы на оплату иных работ и услуг, выполняемых по договорам с организациями, включая расходы на оплату услуг связи, вневедомственной охраны, коммунальных услуг, юридических, информационных, аудиторских и консультационных услуг	тыс.руб.	3,6	3,8	3,9	4,1	4,2	4,4	4,6	4,8	5,0	5,2	5,4	5,6
6	Расходы на служебные командировки	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расходы на обучение персонала	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Лизинговый платеж (по прочему имуществу)	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Арендная плата (по прочему имуществу)	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Другие расходы	тыс.руб.	85,8	89,3	92,8	96,6	100,4	104,4	108,6	113,0	117,5	122,2	127,1	132,1
IV	Неподконтрольные расходы	тыс.руб.	1 356,9	1 402,9	164,4	171,0	177,8	185,0	192,4	200,0	208,1	216,4	225,0	234,0
1	Расходы на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, всего	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Расходы на водоотведение	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	тариф	руб./куб.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	объём	куб.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

ТБМ (производство и передача тепловой энергии).		Прогноз тарифа на тепловую энергию в зоне действия СЦТ «Лесное», при реализации проектов А1, Б1 и В1 из внебюджетных источников. Теплоснабжающая организация - коммерческая организация. Возврат внебюджетных средств (частных инвестиций), предполагается за счёт экономического эффекта от реализации мероприятий, инвестиционной надбавки к тарифу и амортизационных отчислений обновлённых фондов. Реализация проектов Б2 и Б3 предполагается за счёт бюджетных средств.												
	Расходы на услуги по передаче тепловой энергии	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	тариф	руб./Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	объём	Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	Арендная плата (по имуществу, связанному с производством тепловой энергии)	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Концессионная плата (по имуществу, связанному с производством тепловой энергии)	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	Расходы на уплату налогов, сборов и других обязательных платежей, в том числе:	тыс.руб.	2,41	2,51	2,61	2,71	2,82	2,93	3,05	3,17	3,30	3,43	3,57	3,71
	плата за выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, размещение отходов и другие виды негативного воздействия на окружающую среду в пределах установленных нормативов и (или) лимитов	тыс.руб.	1,36	1,41	1,47	1,53	1,59	1,65	1,72	1,79	1,86	1,94	2,01	2,09
	расходы на обязательное страхование	тыс.руб.	1,05	1,09	1,14	1,18	1,23	1,28	1,33	1,38	1,44	1,49	1,55	1,62
	иные расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	1 346,5	1 400,4	161,8	168,3	175,0	182,0	189,3	196,9	204,8	212,9	221,5	230,3
6	Расходы по сомнительным долгам	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Амортизация основных средств и нематериальных активов	тыс.руб.	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	Расходы на выплаты по договорам займа и кредитным договорам, включая проценты по ним (за искл. расходов на капитальные вложения (инвестиции) и процентов по ним)	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
9	Налог на прибыль (в том числе налог на доходы при УСНО)	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	Экономия, определенная в прошедшем долгосрочном периоде регулирования и подлежащая учету в текущем долгосрочном периоде регулирования	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
V	Расходы на приобретение энергетических ресурсов, холодной воды и теплоносителя, в том числе	тыс.руб.	14 178	16 718	13 253	10 329	10 543	10 657	11 004	11 361	11 731	12 113	12 507	12 913
1	Расходы на природный газ, всего	тыс.руб.	9 489,3	11 510,5	9 157,2	7 695,1	7 804,4	7 849,0	8 099,8	8 358,7	8 625,8	8 901,5	9 186,0	9 479,5
	средневзвешенная цена	руб./м.куб	8,18	9,92	10,32	10,73	11,16	11,52	11,89	12,27	12,66	13,06	13,48	13,91
	объём	тыс.м.куб.	1 159,8	1 159,8	887,2	716,9	699,1	681,3	681,3	681,3	681,3	681,3	681,3	681,3
2	Резервное топливо	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	средневзвешенная цена	тыс.руб./т	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	объём	тонн	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	Расходы на электрическую энергию	тыс.руб.	4 261,0	4 755,3	3 625,4	1 946,3	2 026,2	2 071,1	2 137,3	2 205,6	2 276,1	2 348,9	2 423,9	2 501,4
	средневзвешенная цена	руб./квт.ч.	9,4	10,5	11,0	11,6	12,2	12,6	13,0	13,4	13,8	14,2	14,7	15,2
	объём	тыс.квт.ч	452	452	328	168	167	165	165	165	165	165	165	165
4	Расходы на тепловую энергию	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	тариф	руб./Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	объём	тыс.Гкал	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	Расходы на холодную воду	тыс.руб.	428	452	470	687	712	737	766	797	829	862	897	933
	средневзвешенная цена	руб./куб.м	58,1	61,5	64,0	66,5	69,2	72,0	74,8	77,8	81,0	84,2	87,6	91,1
	объём	куб.м	7 353	7 353	7 353	10 331	10 290	10 241	10 241	10 241	10 241	10 241	10 241	10 241
6	Расходы на теплоноситель	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	средневзвешенная цена	руб./куб.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	объём	тыс.куб.м	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	Расходы, связанные с созданием нормативных запасов топлива, включая расходы по обслуживанию заемных средств, привлекаемых для этих целей	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
VI	Прибыль	тыс.руб.	0,0	487,3	2 237,4	5 665,6	6 672,2	7 177,1	7 183,4	7 689,8	7 696,6	8 203,5	8 210,7	218,1
1	Предпринимательская прибыль	тыс.руб.	0,0	487,3	237,4	165,6	172,2	177,1	183,4	189,8	196,6	203,5	210,7	218,1
2	Расчётная нормативная прибыль	тыс.руб.	0,0	0,0	2 000,0	5 500,0	6 500,0	7 000,0	7 000,0	7 500,0	7 500,0	8 000,0	8 000,0	0,0
	расходы на капитальные вложения (инвестиции)	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	расходы на погашение и обслуживание заемных средств, привлекаемых на реализацию мероприятий инвестиционной программы	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	экономически обоснованные расходы на выплаты, предусмотренные коллективными договорами, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль	тыс.руб.	0,0	0,0	2 000,0	5 500,0	6 500,0	7 000,0	7 000,0	7 500,0	7 500,0	8 000,0	8 000,0	0,0
VII	Корректировка с целью учета отклонения фактических значений параметров расчета тарифов от значений, учтенных при установлении тарифов	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
VIII	Корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	тыс.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

ТБМ (производство и передача тепловой энергии).		Прогноз тарифа на тепловую энергию в зоне действия СЦТ «Лесное», при реализации проектов А1, Б1 и В1 из внебюджетных источников. Теплоснабжающая организация - коммерческая организация. Возврат внебюджетных средств (частных инвестиций), предполагается за счёт экономического эффекта от реализации мероприятий, инвестиционной надбавки к тарифу и амортизационных отчислений обновлённых фондов. Реализация проектов Б2 и Б3 предполагается за счёт бюджетных средств.												
IX	Необходимая валовая выручка, всего	тыс.руб.	18 549,8	21 743,9	16 143,2	16 673,2	17 920,8	18 568,5	18 950,6	19 845,4	20 253,4	21 175,0	21 610,5	14 060,6
	Тариф на тепловую энергию	руб./Гкал	3 953,0	4 633,7	3 440,2	3 553,1	3 734,7	3 903,0	3 983,3	4 171,4	4 257,1	4 450,8	4 542,4	2 955,4
	Индекс роста тарифа	%	—	117,2	74,2	103,3	105,1	104,5	102,1	121,3	102,1	119,2	102,1	74,2
	Тариф на тепловую энергию рассчитанный с учётом индексов МЭР	руб./Гкал	3 953,1	3 332,1	3 477,0	3 592,2	3 735,9	3 885,3	4 040,7	4 202,4	4 370,5	4 545,3	4 727,1	4 916,2
	Удельные расходы, в том числе													
	топлива на единицу выработанной тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	163,2	163,2	158,7	153,6	153,6	153,6	153,6	153,6	153,6	153,6	153,6	153,6
	топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в сеть	кг.у.т/Гкал	168,3	168,3	163,6	155,2	155,2	155,2	155,2	155,2	155,2	155,2	155,2	155,2
	воды на производство и передачу тепловой энергии	куб.м/Гкал	0,33	0,33	0,33	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
	электроэнергии на производство и передачу тепловой энергии	кВт.ч/Гкал	96,4	96,4	70,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
	Доля потерь тепловой энергии от объёма тепловой энергии, отпущенной в теплосети.	%	41,0	41,0	25,0	10,0	8,5	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
XIII	Справочная информация.													
1	Количество котельных	ед.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	Суммарная установленная тепловая мощность источников	Гкал/час	21,95	21,95	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
3	Суммарная тепловая нагрузка по совокупности договоров теплоснабжения	Гкал/час	1,85	1,85	1,85	1,81	1,79	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77	1,77
4	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке	у.е.	1,12	1,05	1,05	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
5	Рост цен на газ природный	у.е.	1,21	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
6	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке нарастающим итогом	у.е.	1,12	1,17	1,23	1,29	1,33	1,38	1,42	1,47	1,51	1,56	1,61	1,66
7	Рост цен на газ природный нарастающим итогом	у.е.	1,21	1,26	1,31	1,36	1,41	1,45	1,50	1,55	1,60	1,65	1,70	1,75
8	Прогноз тарифа на электроэнергию (МУП "ТеплоЭнерго")	руб/кВтч	9,42	10,51	11,04	11,59	12,17	12,56	12,96	13,37	13,80	14,24	14,70	15,17
9	Прогноз стоимости природного газа (МУП "ТеплоЭнерго")	руб/м.куб.	8,18	9,92	10,32	10,73	11,16	11,52	11,89	12,27	12,66	13,06	13,48	13,91

Таблица 91 Оценочный прогноз тарифа на тепловую энергию.

№пп	Наименование	ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1	Динамика тарифа на тепловую энергию, рассчитанного с учётом индексов-дефляторов, МЭР (проекты предусмотренные схемой теплоснабжения не реализуются)	руб/Гкал	3953,08	3332,14	3477,04	3592,21	3735,90	3885,33	4040,75	4202,38	4370,47	4545,29	4727,10	4916,19
2	Прогноз тарифа на тепловую энергию в зоне действия СЦТ «Лесное», при реализации проектов А1, Б1, Б2 и Б3 за счёт бюджетных средств. Теплоснабжающая организация - муниципальное предприятие (МУП «ТеплоЭнерго»). Прибыль при расчёте тарифа не предусматривается.	руб/Гкал	3953,04	4529,88	2963,38	2345,78	2344,18	2394,38	2473,39	2555,02	2639,36	2726,51	2816,55	2909,59
3	Прогноз тарифа на тепловую энергию в зоне действия СЦТ «Лесное», при реализации проектов А1, Б1 и В1 из внебюджетных источников. Теплоснабжающая организация - коммерческая организация. Возврат внебюджетных средств (частных инвестиций), предполагается за счёт экономического эффекта от реализации мероприятий, инвестиционной надбавки к тарифу и амортизационных отчислений обновлённых фондов. Реализация проектов Б2 и Б3 предполагается за счёт бюджетных средств.	руб/Гкал	3953,04	4633,73	3440,18	3553,15	3734,65	3902,97	3983,29	4171,37	4257,13	4450,83	4542,39	2955,44

В соответствии с п. 14 в [13]: при осуществлении плана проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и в целях реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности период сохранения регулируемой организацией дополнительных средств, полученных ею вследствие снижения затрат, составляет 2 года после окончания срока окупаемости указанных мероприятий.

В соответствии с п. 14 в [13]: в течение периода действия регулируемых цен (тарифов) дополнительные средства, полученные регулируемой организацией в результате снижения операционных расходов вследствие повышения эффективности деятельности этой организации при осуществлении ею регулируемого вида деятельности, остаются в ее распоряжении. Сокращение затрат регулируемой организации не является основанием для досрочного (до даты окончания срока действия цен (тарифов) на товары (услуги)

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

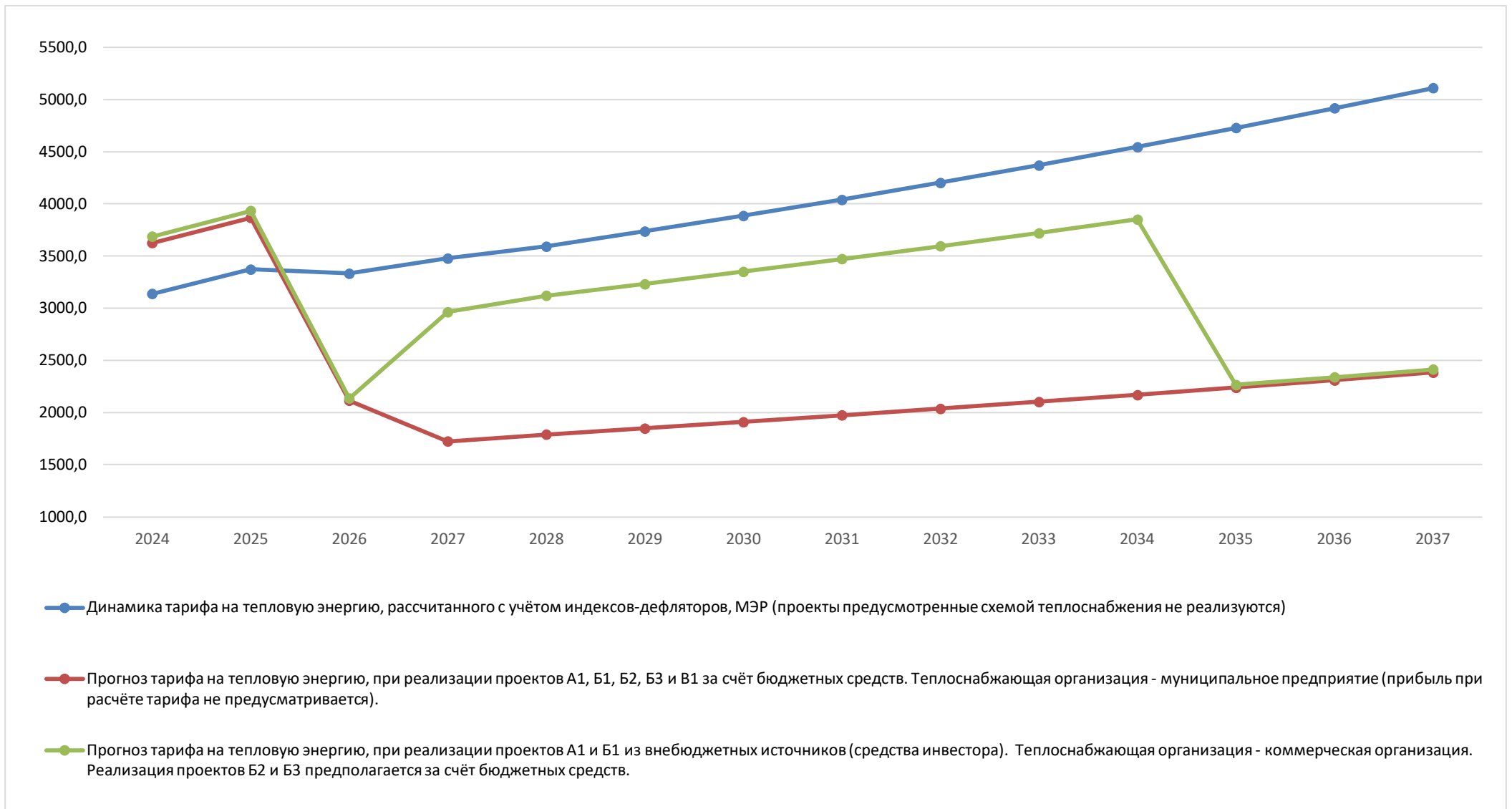


Рисунок 33 Оценочный прогноз тарифа на тепловую энергию.

Рекомендуется комплексная реализация проектов А1, Б1, Б2, Б3 и В1 (см. табл. 84). Для реализации проектов рекомендуется долевое финансирование, например: бюджетные средства – 49%; средства ТСО – 1%; заёмные средства – 50% (возврат займа за счёт части (75%) достигнутого экономического эффекта от реализации проектов). Рекомендуемые доли финансирования при комплексной реализации проектов А1, Б1, Б2, Б3 и В1 наглядно представлены на рис. 32.

Оценочный прогноз средневзвешенного тарифа на тепловую энергию при реализации проектов А1, Б1, Б2, Б3 и В1 приведён в таблице 92. На рис. 34 наглядно отражена прогнозируемая динамика средневзвешенного тарифа на тепловую энергию.

Выводы:

- При реализации предлагаемых проектов прогнозируется снижение тарифа на тепловую энергию по сравнению с тарифом, формируемым с использованием метода индексации, для случая если проекты не реализуются. При этом, при финансировании предлагаемых проектов только за счёт бюджетных средств снижение тарифа будет более значительным, чем при их финансировании их за счёт средств инвестора.
- Оценочный прогноз тарифа на тепловую энергию выполнен с целью продемонстрировать что реализация предлагаемых проектов даже с использованием заёмных средств будет обеспечивать снижение тарифа на тепловую энергию за счёт повышения эффективности работы СЦТ «Лесное».

Таблица 92 Оценочный прогноз средневзвешенного тарифа на тепловую энергию.

№пп	Наименование	ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
1.	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию поставляемую МУП «ТеплоЭнерго» (проекты не реализуются), НДС не предусмотрен.	руб/Гкал	3953,1	3332,1	3477,0	3592,2	3735,9	3885,3	4040,7	4202,4	4370,5	4545,3	4727,1	4916,2
1.1	Прогнозируемый средневзвешенный тариф на тепловую энергию в соответствии с Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 30.11.2023г. №107/4, НДС не предусмотрен.	руб/Гкал	3953,1	3332,1	3477,0	3592,2	—	—	—	—	—	—	—	—
1.2	Прогнозируемый средневзвешенный тариф на тепловую энергию для населения с учётом прогнозируемой инфляции, НДС не предусмотрен.	руб/Гкал	—	—	—	—	3735,9	3885,3	4040,7	4202,4	4370,5	4545,3	4727,1	4916,2
2.	Прогнозируемый тариф на тепловую энергию поставляемую МУП «ТеплоЭнерго» при реализации проектов, НДС не предусмотрен.	руб/Гкал	3953	3332	3477	3354	3481	3623	3767	3918	4075	4238	4407	4584
3	Снижение удельных затрат (постоянных и переменных издержек) на производство и передачу тепловой энергии достигнутых при реализации проектов нарастающим итогом с учётом ИПЦ	руб/Гкал	0	0	0	2379	2544	2628	2733	2843	2956	3075	3198	3326
4	Рекомендуемая инвестиционная надбавка к тарифу с учётом ИПЦ	руб/Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Рекомендуемая величина снижения тарифа за счёт снижения удельных затрат на производство и передачу тепловой энергии достигнутых при реализации проектов (10% от снижения удельных затрат на производство и передачу тепловой энергии достигнутых при реализации проектов).	руб/Гкал	0	0	0	238	254	263	273	284	296	307	320	333
6	Направление достигнутой экономии на погашение заёмных средств на финансирование проектов (порядка 75% достигнутого экономического эффекта).	руб/Гкал	0	0	0	1784	1908	1971	2050	2132	2217	2306	2398	2494
7	Направление достигнутой экономии на расчетную предпринимательскую прибыль (15% достигнутого экономического эффекта).	руб/Гкал	0	0	0	357	382	394	410	426	443	461	480	499
8	Плановый полезный отпуск от СЦТ	Гкал в год	4610	4610	4480	4435	4391	4391	4391	4391	4391	4391	4391	4391
9	Необходимый объём инвестиций на реализацию проектов: А1, Б1,Б2, Б3 и В1 (с учётом ИПЦ), с НДС	млн руб	0,00	23,23	24,16	0,00	0,41	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.1	бюджетное финансирование	млн руб	0,00	11,23	12,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.2	средства ТСО	млн руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9.3	заёмные средства	млн руб	0,00	12,00	12,00	0,00	0,07	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	Возврат заёмных средств.	млн руб	0,00	0,00	0,00	7,91	8,38	8,66	9,00	9,36	9,74	0,00	0,00	0,00
10.1	возврат займа за счёт инвестиционной надбавки к тарифу.	млн руб	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.2	возврат займа за счёт достигнутой экономии до 2033г. - 75% достигнутого экономического эффекта.	млн руб	0,00	0,00	0,00	7,91	8,38	8,66	9,00	9,36	9,74	0,00	0,00	0,00
11	Абсолютный экономический эффект от реализации проектов А1, Б1,Б2, Б3 и В1 (с учётом ИПЦ), НДС не предусмотрен.	млн руб	0,00	0,00	0,00	10,55	11,17	11,54	12,00	12,48	12,98	13,50	14,04	14,60
12	Инфляция (ИПЦ) в соответствии с прогнозом долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (официальный сайт Минэкономразвития РФ http://economy.gov.ru)	у.е.	1,058	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040	1,040
13	Инфляция (ИПЦ), нарастающим итогом	руб/Гкал	1,058	1,100	1,144	1,190	1,238	1,287	1,339	1,392	1,448	1,506	1,566	1,629

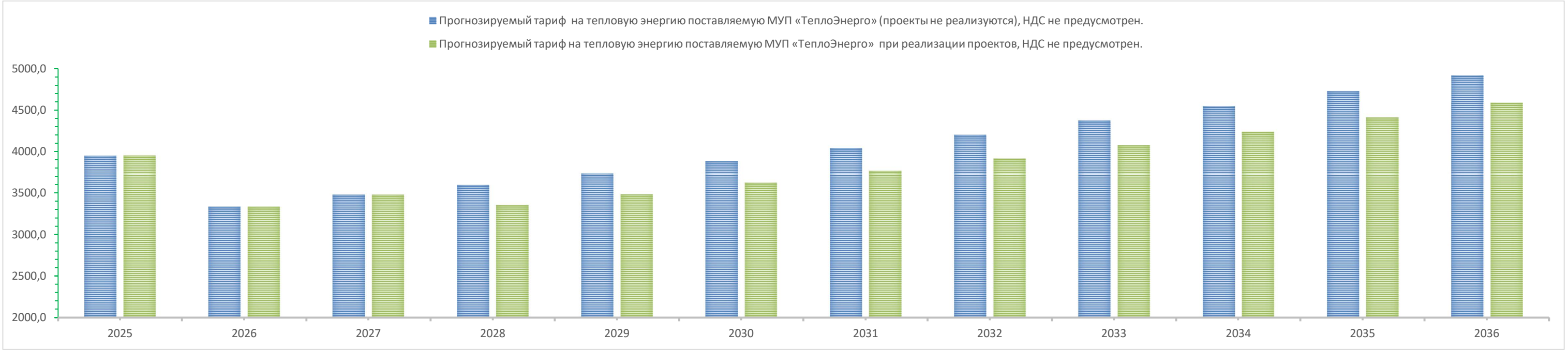


Рисунок 34 Прогнозируемая динамика тарифа на тепловую энергию.

Глава 15. Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации.

Часть 15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения.

По состоянию на май 2025г. на территории Лесного СП функционирует одна централизованная система теплоснабжения – СЦТ «Лесное».

По состоянию на май 2025г. на территории Лесного СП в зоне действия СЦТ «Лесное» действует одна теплоснабжающая организация (ТСО) - МУП «ТеплоЭнерго».

По состоянию на май 2025г. единая теплоснабжающая организация (ЕТО) на территории Лесного СП не определена.

Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень ТСО, действующих в каждой СЦТ, расположенных в границах Лесного СП по состоянию на май 2025г. представлен в таблице 93.

Существующая зона действия СЦТ «Лесное», расположение источника теплоснабжения и границы зон деятельности ТСО приведены на рис. 3

Таблица 93 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень ТСО.

№пп	Наименование системы теплоснабжения	Наименование РЭТД (населённый пункт, район, микрорайон, кадастровый квартал и т.д. в котором расположена (действует) система теплоснабжения) - зона действия СЦТ.	Теплоснабжающая организация, действующая в зоне действия системы теплоснабжения			
			Наименование теплоснабжающей организации (ТСО)	Объекты системы теплоснабжения, которые эксплуатирует ТСО	Параметры объектов системы теплоснабжения, которые эксплуатирует ТСО.	
					Суммарная располагаемая тепловая мощность источников тепловой энергии, Гкал/ч	Ёмкость тепловой сети, м.куб.
1	СЦТ "Лесное"	п. Совхозный	МУП«ТеплоЭнерго» на основании договора аренды	котельная и теплосети	20,00	50,2

Часть 15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации.

По состоянию на май 2025г. единая теплоснабжающая организация (ЕТО) на территории Лесного СП не определена.

Часть 15.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией.

Основные понятия и нормативно-правовая база.

Зона деятельности единой теплоснабжающей организации - одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии (ист. [5]);

Система теплоснабжения - совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями (ист. [3]);

Тепловая сеть - совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок (ист. [3]);

Источник тепловой энергии - устройство, предназначенное для производства тепловой энергии (ист. [3]);

Зона действия системы теплоснабжения - территория поселения, округа, города федерального значения или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения (ист. [1]).

В соответствии с пунктом 28 статьи 2 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В соответствии пунктом 1 статьи 6 Федерального закона 190 «О теплоснабжении»: К полномочиям органов местного самоуправления поселений, округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации».

Порядок и критерии определения единой теплоснабжающей организации.

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО) определены пунктами 3-19 Правил организации теплоснабжения, утвержденных Правительством Российской Федерации Постановлением Правительства РФ от 8 августа 2012 г. N 808 "Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации" ([5]).

Статус ЕТО присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением органа местного самоуправления (далее - уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения.

В случае если на территории поселения существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить ЕТО в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения;
- определить на несколько систем теплоснабжения одну ЕТО.

Для присвоения организации статуса ЕТО на территории поселения лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение 1 месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения, а также с даты опубликования (размещения) сообщения, указанного в пункте 17 в [5], заявку на присвоение организации статуса ЕТО с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская

отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа об ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте поселения.

В случае если в отношении одной зоны деятельности ЕТО подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности ЕТО, то статус ЕТО присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности ЕТО подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности ЕТО, уполномоченный орган присваивает статус ЕТО в соответствии с пунктами 7-10 в [5]:

Критериями определения ЕТО являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Для определения указанных критериев уполномоченный орган при разработке схемы теплоснабжения вправе запрашивать у теплоснабжающих и теплосетевых организаций соответствующие сведения.

В случае если заявка на присвоение статуса ЕТО подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности ЕТО, статус ЕТО присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения поселения.

В случае если заявки на присвоение статуса ЕТО поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности ЕТО, статус ЕТО присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус ЕТО присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса ЕТО с отметкой налогового органа о ее принятии.

Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса ЕТО, статус

ЕТО присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

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

Организация может утратить статус ЕТО в следующих случаях:

- неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по оплате тепловой энергии (мощности), и (или) теплоносителя, и (или) услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, предусмотренных условиями указанных в абзацах третьем и четвертом пункта 12 в [5] договоров, в размере, превышающем объем таких обязательств за 2 расчетных периода, либо систематическое (3 и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение иных обязательств, предусмотренных условиями таких договоров. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;
- принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации, имеющей статус ЕТО, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус ЕТО;
- принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус ЕТО, банкротом;
- прекращение права собственности или владения имуществом, указанным в абзаце втором пункта 7 в [5], по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;
- несоответствие организации, имеющей статус ЕТО, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;
- подача организацией заявления о прекращении осуществления функций ЕТО.

Лица, права и законные интересы которых нарушены по основаниям, предусмотренным абзацем вторым пункта 13 в [5], незамедлительно информируют об этом уполномоченные органы для принятия ими решения об утрате организацией статуса ЕТО. К указанной информации должны быть приложены вступившие в законную силу решения федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов.

Уполномоченное должностное лицо организации, имеющей статус ЕТО, обязано уведомить уполномоченный орган о возникновении указанных в абзацах третьем-пятом пункта 13 в [5] фактов, являющихся основанием для утраты организацией статуса ЕТО, в

течение 3 рабочих дней со дня принятия уполномоченным органом решения о реорганизации, ликвидации, признания организации банкротом, прекращения права собственности или владения имуществом организации.

Организация, имеющая статус ЕТО, вправе подать в уполномоченный орган заявление о прекращении осуществления функций ЕТО, за исключением случаев, если статус ЕТО присвоен в соответствии с пунктом 11 в [5]. Заявление о прекращении функций ЕТО может быть подано до 1 августа текущего года.

Уполномоченный орган обязан принять решение об утрате организацией статуса ЕТО в течение 5 рабочих дней со дня получения от лиц, права и законные интересы которых нарушены по основаниям, предусмотренным абзацем вторым пункта 13в [5], вступивших в законную силу решений федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов, а также получения уведомления (заявления) от организации, имеющей статус ЕТО, в случаях, предусмотренных абзацами третьим-седьмым пункта 13в [5].

В случае если ЕТО определена на несколько систем теплоснабжения, уполномоченный орган принимает решение об утрате организацией статуса ЕТО только в тех зонах деятельности, определенных в соответствии со схемой теплоснабжения, в которых факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств ЕТО подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов в соответствии с абзацем вторым пункта 13в [5], либо в отношении которых организацией подано заявление о прекращении осуществления функций ЕТО в соответствии с абзацем седьмым пункта 13в [5].

Уполномоченный орган обязан в течение 3 рабочих дней со дня принятия решения об утрате организацией статуса ЕТО разместить на официальном сайте сообщение об этом, а также предложить теплоснабжающим и (или) теплосетевым организациям подать заявку о присвоении им статуса ЕТО.

Подача заявления заинтересованными организациями и определение ЕТО осуществляется в порядке, установленном в пунктах 5-11в [5].

Организация, утратившая статус ЕТО по основаниям, предусмотренным пунктом 13в [5], обязана исполнять функции ЕТО до присвоения другой организации статуса единой теплоснабжающей организации в порядке, предусмотренном пунктами 5-11 в [5], а также передать организации, которой присвоен статус ЕТО, информацию о потребителях тепловой энергии, в том числе имя (наименование) потребителя, место жительства (место нахождения), банковские реквизиты, а также информацию о состоянии расчетов с потребителем.

Границы зоны деятельности ЕТО могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности ЕТО, а также сведения о присвоении другой организации статуса ЕТО подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

В соответствии с п.3 Правил организации теплоснабжения в Российской Федерации (утв. постановлением Правительства РФ от 8 августа 2012 г. N808): «Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более) или органа местного самоуправления (далее - уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения поселения, округа».

По состоянию на май 2025г. в зоне действия СЦТ «Лесное» действует одна ТСО. Иными словами, сети теплоснабжения и источник тепловой энергии СЦТ «Лесное» эксплуатирует одна и та же ТСО.

Часть 15.4 Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения, на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.

Заявки от ТСО на присвоение статуса ЕТО отсутствуют ввиду отсутствия иных субъектов, владеющих на законном основании источниками тепловой энергии и тепловыми сетями в Лесном СП.

При утверждении актуализированной на 2026г. схемы теплоснабжения Лесного СП на период до 2030г. предлагается в границах Лесного СП наделить статусом ЕТО теплоснабжающую организацию - Муниципальное унитарное предприятие «ТеплоЭнерго».

Рекомендуемый результат присвоения статуса ЕТО при утверждении схемы теплоснабжения приведён в таблице 94.

Таблица 94 Рекомендуемый результат присвоения статуса ЕТО при утверждении схемы теплоснабжения.

Наименование теплоснабжающей организации которой рекомендуется присвоить статус ЕТО при утверждении схемы теплоснабжения.	Наименование системы теплоснабжения	Наименование РЭТД (населённый пункт, район, микрорайон, кадастровый квартал и т.д. в котором расположена (действует) система теплоснабжения) - зона действия СЦТ.	Зона действия системы теплоснабжения (графическое изображение).	Зона действия системы теплоснабжения (реестр потребителей).
ЕТО№001: Муниципальное унитарное предприятие «ТеплоЭнерго» (МУП«ТеплоЭнерго»)	СЦТ "Лесное"	п. Совхозный	см. рисунок 3	см. таблицу 95

Часть 15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации.

Границы зоны деятельности ЕТО№001: МУП «ТеплоЭнерго» в Лесном СП после присвоения статуса ЕТО будут совпадать с зоной действия СЦТ «Лесное» (см. рис. 3).

Границы зоны деятельности ЕТО№001: МУП «ТеплоЭнерго» в Лесном СП определяются перечнем (реестром) абонентов МУП «ТеплоЭнерго», получающих услуги централизованного теплоснабжения. Перечень (реестр) абонентов МУП «ТеплоЭнерг» представлен в таблице 95.

Таблица 95 Границы зоны деятельности ЕТО №001.

Реестр потребителей МУП "ТеплоЭнерго", получающих услугу централизованного теплоснабжения в Лесном сельском поселении Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области по состоянию на май 2025г.		
№пп	Наименование потребителя	Адрес
1	блок ЖД	п Совхозный, д 1
2	блок ЖД	п Совхозный, д 17
3	блок ЖД	п Совхозный, д 18
4	блок ЖД	п Совхозный, д 19
5	блок ЖД	п Совхозный, д 2
6	блок ЖД	п Совхозный, д 20
7	блок ЖД	п Совхозный, д 21
8	блок ЖД	п Совхозный, д 22
9	блок ЖД	п Совхозный, д 23
10	блок ЖД	п Совхозный, д 24
11	блок ЖД	п Совхозный, д 25
12	блок ЖД	п Совхозный, д 26
13	блок ЖД	п Совхозный, д 27
14	блок ЖД	п Совхозный, д 28
15	МКД	п Совхозный, д 29
16	МКД	п Совхозный, д 30
17	МКД	п Совхозный, д 31
18	МКД	п Совхозный, д 32
19	блок ЖД	п Совхозный, д 4
20	блок ЖД	п Совхозный, д 6
21	блок ЖД	п Совхозный, д 7
22	Администрация п.Совхозный	п. Совхозный, д. 34
23	МДОУ Д/с №3 "Грибок" (Совхозн.)	п. Совхозный, д. 5
24	МУ Райбольница (Совхозный.)	п. Совхозный, д. 34
25	РМСКО Клуб Совхозный дог.№15	п. Совхозный, д. 34
26	ИП Батаргареева С.В.(гараж)	п. Совхозный, д. 57
27	ИП Батаргареева С.В.(Шанс)	п. Совхозный, д. 14А
28	ИП Боровик Е.А.(Березка)	
29	ИП Романова С.А.	п. Совхозный, д. 34А

Глава 16. Реестр проектов схемы теплоснабжения.

Планируемые капитальные вложения в реализацию мероприятий по новому строительству, реконструкции, техническому перевооружению и или модернизации предусмотренных схемой теплоснабжения приведён (реестр проектов схемы теплоснабжения) в таблице 96.

Структура шифра проектов (мероприятий) в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 05 марта 2019г. №212 представлена в приложении 7.

Общий объём инвестиций на реализацию проектов, предусмотренных схемой теплоснабжения до 2030г. составит **43,744 млн.руб.** (в ценах 2025г. без НДС), в том числе: инвестиции по системам теплоснабжения в зонах существующей застройки – 43,744 млн. руб.; инвестиции по системам теплоснабжения в зонах перспективной застройки – 0 млн. руб.

Часть 16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии.

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии приведены в таблице 96.

Общий объём необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии до 2030г. составит **34,059 млн.руб.** (в ценах 2025г. без НДС), в том числе: инвестиции по системам теплоснабжения в зонах существующей застройки – 34,059 млн. руб.; инвестиции по системам теплоснабжения в зонах перспективной застройки – 0,00 млн. руб.

Часть 16.2 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей и сооружений на них.

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей приведён в таблице 96.

Общий объём необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей и сооружений на них до 2030г. составит **8,066 млн. руб.** (в ценах 2025г. без НДС), в том числе: инвестиции по существующим СЦТ – 8,066 млн. руб.; инвестиции по системам теплоснабжения в зонах перспективной застройки – 0,00 млн. руб.

Часть 16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения.

Мероприятия, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения на данном этапе не предусмотрены.

Схемой теплоснабжения предусмотрены проекты (мероприятия) направленные на повышение эффективности работы централизованных систем теплоснабжения и использования тепловой энергии потребителями (проекты группы «В» в таблице 72).

Таблица 96 Реестр проектов схемы теплоснабжения.

Стоимость проектов в ценах 2025г, млн.руб	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Проекты	№001: МУП "ТеплоЭнерго"					
Всего стоимость проектов	0,000	20,052	20,052	1,431	1,716	0,495
Всего смета проектов накопленным итогом	0,000	20,052	40,103	41,534	43,249	43,744
Группа проектов 001.01.00.000 "Источники теплоснабжения"						
Всего стоимость группы проектов	0,000	17,029	17,029	0,000	0,000	0,000
Всего смета группы проектов накопленным итогом	0,000	17,029	34,059	34,059	34,059	34,059
Подгруппа проектов 001.01.01.000 "Строительство новых источников тепловой энергии"						
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	17,029	17,029	0,000	0,000	0,000
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	17,029	34,059	34,059	34,059	34,059
<u>Проект</u>	<u>001-01-01-01-1</u>	<u>Проектирование и строительство автоматической газовой блочно-модульной котельной в п. Совхозный.</u>				
Всего стоимость проекта		17,03	17,03			
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	17,029	34,059	34,059	34,059	34,059
Подгруппа проектов 001.01.02.000 "Реконструкция источников тепловой энергии"						
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Группа проектов 001.02.00.000 "Тепловые сети и сооружения на них"						
Всего стоимость группы проектов	0,00	2,81	2,81	1,22	1,51	0,29
Всего смета группы проектов накопленным итогом	0,000	2,812	5,625	6,845	8,351	8,636
Подгруппа проектов 001.02.01.000 "Строительство новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки"						
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Подгруппа проектов 001.02.02.000 "Строительство новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения ..."						
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Подгруппа проектов 001.02.03.000 "Реконструкция тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса"						
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	2,812	2,812	1,221	1,221	0,000
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	2,812	5,625	6,845	8,066	8,066
<u>Проект</u>	<u>001-02-03-01</u>	<u>Проектирование и строительство участка сети теплоснабжения общей протяжённостью порядка 70 м в двухтрубном исчислении для подключения магазина по адресу: п. Совхозный, 14А</u>				
Всего стоимость проекта		0,326	0,326			

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Стоимость проектов в ценах 2025г., млн.руб	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,326	0,653	0,653	0,653	0,653
<u>Проект</u>	<u>001-02-03-02</u>	<u>Проектирование и строительство участка сети теплоснабжения общей протяжённостью около 70м в двухтрубном исчислении для подключения новой котельной к тепловой камере ТК-8.</u>				
Всего стоимость проекта		0,685	0,685			
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,685	1,370	1,370	1,370	1,370
<u>Проект</u>	<u>001-02-03-03</u>	<u>Техническое перевооружение участка тепловой сети от ТК-8 до детского сада "Грибок" общей протяжённостью около 100м в двухтрубном исчислении с уменьшением диаметра трубопровода до Ду80.</u>				
Всего стоимость проекта		0,580	0,580			
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,580	1,161	1,161	1,161	1,161
<u>Проект</u>	<u>001-02-03-04</u>	<u>Техническое перевооружение (замена) участков тепловой сети от ТК23 до ТК5 и вводов в дома №26,27,28 и 29.</u>				
Всего стоимость проекта		1,221	1,221	1,221	1,221	
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	1,221	2,441	3,662	4,882	4,882
Подгруппа проектов 001.02.04.000 "Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки"						
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Подгруппа проектов 001.02.09.000 "Гидравлическая наладка теплосетей"						
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	0,000	0,000	0,000	0,285	0,285
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,000	0,285	0,570
<u>Проект</u>	<u>001-02-09-01</u>	<u>Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Лесное".</u>				
Всего стоимость проекта					0,285	0,285
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,000	0,285	0,570
Группа проектов 001.03.00.000 "Потребители тепловой энергии"						
Всего стоимость группы проектов	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Всего смета группы проектов накопленным итогом	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Группа проектов 001 "Без шифра"						
Всего стоимость подгруппы проектов	0,000	0,210	0,210	0,210	0,210	0,210
Всего смета группы подпроектов накопленным итогом	0,000	0,210	0,420	0,630	0,840	1,050
<u>Проект</u>	<u>нет шифра</u>	<u>Оснащение многоквартирных домов в п. Совхозный общедомовыми узлами учета потребляемой тепловой энергии.</u>				
Всего стоимость проекта		0,210	0,210	0,210	0,210	0,210
Всего смета проекта накопленным итогом	0,000	0,210	0,420	0,630	0,840	1,050

Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения.

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

При актуализации и утверждении схемы теплоснабжения замечания к проекту схемы теплоснабжения не поступали.

17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения.

При актуализации и утверждении схемы теплоснабжения замечания к проекту схемы теплоснабжения не поступали.

17.3 Перечень учтённых замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесённых в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения.

При актуализации и утверждении схемы теплоснабжения замечания к проекту схемы теплоснабжения не поступали.

Глава 18. Сводный том изменений и дополнений, выполненных при актуализации схемы теплоснабжения.

18.1 Изменения внесённые в утверждаемую часть схемы теплоснабжения.

При актуализации на 2026г. утверждаемой части Схемы теплоснабжения Лесного СП на период до 2030г. были внесены следующие изменения:

- За базовый год актуализации был принят 2024год. Статистическая информация рассмотрена в ретроспективе за период с 2020 по 2024 годы включительно.
- На основании полученных данных были актуализированы перспективные балансы тепловой энергии, теплоносителя и тепловых нагрузок.

18.2 Изменения, внесённые в обосновывающие материалы схемы теплоснабжения.

При актуализации на 2026г. обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения Лесного СП на период до 2030г. были внесены следующие изменения:

- За базовый год актуализации был принят 2024год. Статистическая информация рассмотрена в ретроспективе за период с 2020 по 2024 годы включительно.
- На основании полученных данных были актуализированы перспективные балансы тепловой энергии, теплоносителя и тепловых нагрузок.
- Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения дополнены и актуализированы в соответствии с требованиями Приказа Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения», в том числе, существенно дополнены и переработаны Главы №№6, 9, 10, 13 и 16.



**Администрация
Лесного сельского поселения
Катав-Ивановского муниципального района
Челябинской области**

п. Совхозный, д №34, Катав-Ивановский р-н, Челябинская область, 456120, Россия,
тел. 8-902-619-02-12, ОКПО 01512067, ОГРН 1027400758230, ИНН 7410001699/745701001

01.04.2025г.

№ 92

Индивидуальному предпринимателю
В.Н. Гилязову

Уважаемый Виктор Наилович!

По состоянию на апрель 2025 бесхозных сетей теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения на территории Лесного сельского поселения Катав-Ивановского муниципального района Челябинской области не выявлено.

Глава Лесного
сельского поселения

Е.В. Ахтарьянов

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Приложение 2 Перечень потребителей – категория «организации», подключенных к СЦТ «Лесное».

№пп	наименование потребителя (МКД/школа/больница/ индивидуальный жилой дом и т.д.)	Адрес	Год постройки	Общая площадь здания, м.кв	Строительный объём, м.куб	Этажность здания.	Наличие коммерческого узла учёта тепловой энергии (да/нет)	Расчетная (договорная) нагрузка на отопление и вентиляцию, Гкал/ч	Договорной объём потребления тепловой энергии на цели отопления и вентиляцию, Гкал/год
1	Администрация п.Совхозный	п. Совхозный, д. 34	1964	заним. 68,7	1231	2	нет	0,028	16,8
2	МДОУ Д/с №3 "Грибок" (Совхозн.)	п. Совхозный, д. 5	1984	679,9	5616	2	ДА	0,105	391,7
3	МУ Райбольница (Совхозный.)	п. Совхозный, д. 34	1964		1238	2	нет	0,029	18,9
4	РМСКО Клуб Совхозный дог.№15	п. Совхозный, д. 34	1964	заним 144,37	1238	2	нет	0,028	35,3
5	ИП Батаргареева С.В.(гараж)	п. Совхозный, д. 57		265,2	325,49	1	нет	0,008	19,7
6	ИП Батаргареева С.В.(Шанс,Березка)	п. Совхозный, д. 14А		108,2		1	нет		
7	ИП Романова С.А. (мини-пекарня)	п. Совхозный, д. 34А	1964	207,79	962	1	нет	0,018	42,3

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Приложение 3 Перечень потребителей – категория «население», подключенных к СЦТ «Лесное».

№пп	Адрес	Вид дома	Этажность	Общая площадь жилых помещений, м.кв.	Наличие общедомового узла учёта тепловой энергии	Кол-во проживающих, чел	Договорной объём потребления тепловой энергии на отопление (по нормативу), Гкал	Договорной объём потребления тепловой энергии на ГВС (по нормативу), Гкал	Суммарный договорной объём потребления тепловой энергии, Гкал
1	п Совхозный, д 1	блок ЖД	1	69,8	—	1	22,4	1,4	23,8
2	п Совхозный, д 17	блок ЖД	2	513,6	—	16	164,8	22,4	187,2
3	п Совхозный, д 18	блок ЖД	2	541,7	—	17	172,7	23,8	196,5
4	п Совхозный, д 19	блок ЖД	2	556,9	—	16	177,9	22,4	200,3
5	п Совхозный, д 2	блок ЖД	1	126,8	—	7	40,7	9,8	50,5
6	п Совхозный, д 20	блок ЖД	2	548,6	—	17	176,0	23,8	199,8
7	п Совхозный, д 21	блок ЖД	2	547,2	—	21	175,5	29,4	204,9
8	п Совхозный, д 22	блок ЖД	2	523,5	—	9	169,0	12,6	181,6
9	п Совхозный, д 23	блок ЖД	2	526	—	11	171,0	15,4	186,4
10	п Совхозный, д 24	блок ЖД	2	548,8	—	29	176,0	40,6	216,6
11	п Совхозный, д 25	блок ЖД	1	210,3	—	3	67,5	4,2	71,7
12	п Совхозный, д 26	блок ЖД	2	515	ДА	22	165,2	30,8	196,0
13	п Совхозный, д 27	блок ЖД	2	498	—	18	159,8	25,2	185,0
14	п Совхозный, д 28	блок ЖД	2	504,5	—	20	161,8	28,0	189,8
15	п Совхозный, д 29	МКД	4	1642,5	—	51	526,8	71,4	598,2
16	п Совхозный, д 30	МКД	4	1649,7	—	63	529,4	88,2	617,6
17	п Совхозный, д 31	МКД	4	1580,7	—	85	507,1	119,0	626,1
18	п Совхозный, д 32	МКД	5	2857,2	ДА	101	914,3	141,4	1055,7
19	п Совхозный, д 4	блок ЖД	1	76,8	—	1	24,6	1,4	26,0
20	п Совхозный, д 6	блок ЖД	1	61,4	—	4	19,7	5,6	25,3
21	п Совхозный, д 7	блок ЖД	1	50,5	—	1	16,2	1,4	17,6
Итого (население)		—	—	14149,5	—	513	4538	718	5257

Общество с ограниченной ответственностью

«ПОЛИТЕРМ»

ЛИЦЕНЗИЯ

Серия 001

Регистрационный № 1450

«29» мая 2019 г.

**ИП Гилязов В.И.
г. Каменск-Уральский**

является зарегистрированным пользователем

ZuluGIS 8.0

Свидетельство об официальной регистрации
программы (РОСПАТЕНТ)

2014615667
№ _____

Единый реестр российских программ для
электронных вычислительных машин и баз данных

2354 от 15.12.2016г.
№ _____

Зарегистрированный пользователь имеет право на:

- техническую поддержку в течение гарантийного срока обслуживания;
- бесплатное обновление ПО в течение гарантийного срока обслуживания;
- продление технической поддержки и получения обновлений ПО по истечении гарантийного срока обслуживания.

Компания-разработчик:
ООО «Политерм»
интернет: www.politerm.com
e-mail: politerm@politerm.com



Генеральный директор:

Крицкий Г.Г.
Крицкий Г.Г. /



Общество с ограниченной ответственностью

«ПОЛИТЕРМ»

ЛИЦЕНЗИЯ

Серия 002
Регистрационный № 1232

«29» мая 2019 г.

**ИП Гилязов В.И.
г. Каменск-Уральский**

является зарегистрированным пользователем

ZuluThermo 8.0

Свидетельство об официальной регистрации
программы (РОСПАТЕНТ)

№ 2014615669

Единый реестр российских программ для
электронных вычислительных машин и баз данных

№ 2106 от 08.11.2016г.

Зарегистрированный пользователь имеет право на:

- техническую поддержку в течение гарантийного срока обслуживания;
- бесплатное обновление ПО в течение гарантийного срока обслуживания;
- продление технической поддержки и получения обновлений ПО по истечении гарантийного срока обслуживания.

Компания-разработчик:
ООО «Политерм»
интернет: www.politerm.com
e-mail: politerm@politerm.com

Генеральный директор:



Крицкий Г.Г. / Крицкий Г.Г. /



Приложение 5 Примеры заполнения форм статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения

Таблица 3.1. Форма статистического учета отказов оборудования систем теплоснабжения

№ ТН п.п.	Объект № (ID объекта)	Дата возникновения ТН Время возникновения ТН	Описание технологического нарушения (ТН)						Дата ликвидации ТН Время ликвидации ТН	Примечания (№ акта расследования ТН; № приказа по организации и т.п.)
			Местоположение ТН (принадлежность к РТС; принадлежность к организации; расстояние до ближайших ТК (ЗРА); координаты ТН)	Вид ТН (авария - А; инцидент: технологический отказ - ТО; функциональный отказ - ФО)	Характеристика ТН (конкретная неисправность отказавшего оборудования; нарушенная функция)	Причина ТН (при прямых внешних воздействиях - установленная причина ТН; при косвенных внешних воздействиях - предполагаемая причина ТН)	Последствия ТН (количество отключенных потребителей по категориям; количество недоотпущенной тепловой энергии; затраты на восстановление в руб; иные социальные последствия)	Способ ликвидации ТН (перечень выполненных работ: ТО, ТР, КР или полная замена отказавшего оборудования с указанием характеристик вновь установленного оборудования)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Источник № 1 ID=1	19.01.2007. 18:15:00	РТС № 1 ООО "Тепловые сети" ул. Ленина, д. 1	ФО	Образование свища в нижней части КПН котла № 5	Деформация труб при технологическом нарушении от 19.12.2005.	количество отключенных потребителей - 0; количество недоотпущенной тепловой энергии - 0 Гкал; затраты на восстановление - 20 т. руб.	демонтаж поврежденного участка; монтаж элементов КПН котла № 5; сварочные работы.	21.01.2007. 12:15:00	Акт № 23 от 19.01.2007. Приказ № 19/01 от 22.01.2007.
2.	Участок № 256 ID=256	09.02.2007. 13:25:00	РТС № 1 ООО "Тепловые сети" ул. Суворова, д. 15 ЗРА в ТК № 34 L = 45 м.	ТО	Свищ на подающем теплопроводе Ду = 600 мм. Ориентация свища: 17.00 часов.	Внутренняя коррозия	количество отключенных потребителей: категория I - 1: ул. Суворова, д. 15; категория II - 5: ул. Нахимова, д. 4, 6, 8, 10, 12; категория III - 15: ул. Мира, д. 1 - 15; количество недоотпущенной тепловой энергии - 3000 Гкал; затраты на восстановление - 50 т. руб.	демонтаж поврежденного участка; замена теплопровода Ду=600 мм, L=5м; монтаж и сварочные работы на подающем теплопроводе.	09.02.2007. 23:25:00	Акт № 25 от 09.02.2007. Приказ № 34/02 от 12.02.2007.
3.	Перекрычка № 52 ID= 235	12.03.2007. 15:15:00	РТС № 2 ООО "Тепловые сети" ул. Буденного, д. 4 ЗРА в ТК № 48 L = 52 м.	ТО	Свищ на обратном теплопроводе Ду = 250 мм. Ориентация свища: 11.00 часов.	Наружная коррозия из-за повреждения изоляции	количество отключенных потребителей: категория I - 0; категория II - 3: ул. Свободы, д. 3, 5, 7; категория III - 0; количество недоотпущенной тепловой энергии - 1000 Гкал; затраты на восстановление - 10 т. руб.	демонтаж поврежденного участка; замена теплопровода Ду=250 мм, L=2м; монтаж и сварочные работы на обратном теплопроводе.	13.03.2007. 00:15:00	Акт № 35 от 12.03.2007. Приказ № 43/03 от 15.03.2007.
4.	Вспомогательный участок № 68 ID=356	21.03.2007. 09:10:00	РТС № 2 ООО "Тепловые сети" ул. Фестивальная, д. 7 ЗРА в ТК № 35 L = 10 м.	ТО	Свищ на прямом теплопроводе Ду = 110 мм. Ориентация свища: 09.00 часов.	Наружная коррозия из-за повреждения изоляции	количество отключенных потребителей: категория I - 0; категория II - 0; категория III - 0; количество недоотпущенной тепловой энергии - 0 Гкал; затраты на восстановление - 15 т. руб.	демонтаж поврежденного участка; замена теплопровода Ду=110 мм, L=1м; монтаж и сварочные работы на прямом теплопроводе.	21.03.2007. 18:20:00	Акт № 47 от 21.03.2007. Приказ № 49/03 от 25.03.2007.

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 3.2. Пример формы «Сведения по источнику теплоснабжения»

Источник №	ID	Адрес (принадлежность к РТС, принадлежность к организации)	Дата ввода в эксплуатацию	Сведения об эксплуатации основного оборудования источников									
				Год эксплуатации	Наработка основного оборудования	Сведения о ремонтах и обслуживании основного оборудования (техническое обслуживание - ТО, текущий ремонт - ТР, капитальный ремонт - КР, испытания - И, реконструкция - Р)					Сведения об отказах основного оборудования (авария - А, технологический отказ - ТО, функциональный отказ - ФО)		
						ТО	ТР	КР	И	Р	А	ТО	ФО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Котельная № 1	ID=1	ул. Ленина, д. 1 РТС № 1 ООО "Тепловые сети"	20.09.2006.	20.09.2007.	5760	20.06.2007. - котел № 1 20.07.2007. - котел № 2 20.08.2007. - котел № 3			20.06.2007. - котел № 1 20.07.2007. - котел № 2 20.08.2007. - котел № 3				Акт № 23 от 19.01.2007. Образование свища в нижней части КПН котла № 3
				20.09.2008.	11300	20.06.2008. - котел № 1 20.07.2008. - котел № 2 20.08.2008. - котел № 3			20.06.2008. - котел № 1 20.07.2008. - котел № 2 20.08.2008. - котел № 3				
				20.09.2009.	16680	20.06.2009. - котел № 1 20.07.2009. - котел № 2 20.08.2009. - котел № 3			20.06.2009. - котел № 1 20.07.2009. - котел № 2 20.08.2009. - котел № 3				

Таблица 3.3. Пример формы «Сведения по участку тепловой сети»

Участок №	ID	Начало участка	Конец участка	Условный диаметр, мм	Длина, м	Вид изоляции	Тип прокладки	Дата ввода в эксплуатацию (год прокладки)	Сведения об эксплуатации участка тепловой сети									
									Год эксплуатации	Наработка основного оборудования	Сведения о ремонтах и обслуживании основного оборудования (техническое обслуживание - ТО, текущий ремонт - ТР, капитальный ремонт - КР, испытания - И, реконструкция - Р)					Сведения об отказах основного оборудования (авария - А, технологический отказ - ТО, функциональный отказ - ФО)		
											час	ТО	ТР	КР	И	Р	А	ТО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
256	ID=256	01-04-ТК-8н	01-04-ТК-9н	600	98	ППУ (ППМА)	подземная, в непроходном канале	1990	1991	8760	1991			1991	2015			
									1992	17520	1992			1992				
									1993	26280		1993		1993				
								
									2007	148920	2007			2007			Акт № 25 от 09.02.2007.	

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 3.4. Пример формы «Сведения по насосным станциям»

Насосная станция №	ID	Адрес (принадлежность к РТС, принадлежность к организации)	Дата ввода в эксплуатацию	Сведения об эксплуатации основного оборудования насосной станции									
				Год эксплуатации	Наработка основного оборудования	Сведения о ремонтах и обслуживании основного оборудования (техническое обслуживание - ТО, текущий ремонт - ТР, капитальный ремонт - КР, испытания - И, реконструкция - Р)					Сведения об отказах основного оборудования (авария - А, технологический отказ - ТО, функциональный отказ - ФО)		
						ТО	ТР	КР	И	Р	А	ТО	ФО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
НС № 5	ID=13	ул. Фадеева, д. 43 РТС № 2 ООО "Тепловые сети"	2006	2007	5760	20.06.2007. - насосы № 1, 2 20.07.2007. - насосы № 3, 4			20.06.2007. - насосы № 1, 2 20.07.2007. - насосы № 3, 4	2030	Акт № 99 от 13.11.2007.		
				2008	11300	20.07.2008. - насосы № 1, 2 20.08.2008. - насосы № 3, 4			20.07.2008. - насосы № 1, 2 20.08.2008. - насосы № 3, 4				
				2009	16680	20.06.2009. - насосы № 1, 2 20.07.2009. - насосы № 3, 4			20.06.2009. - насосы № 1, 2 20.07.2009. - насосы № 3, 4				

Таблица 3.5. Пример формы «Сведения по ТК»

Тепловая камера №	ID	Адрес (принадлежность к РТС, принадлежность к организации)	Дата ввода в эксплуатацию	Сведения об эксплуатации основного оборудования тепловой камеры									
				Год эксплуатации	Наработка основного оборудования	Сведения о ремонтах и обслуживании основного оборудования (техническое обслуживание - ТО, текущий ремонт - ТР, капитальный ремонт - КР, испытания - И, реконструкция - Р)					Сведения об отказах основного оборудования (авария - А, технологический отказ - ТО, функциональный отказ - ФО)		
						ТО	ТР	КР	И	Р	А	ТО	ФО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТК № 145	ID=345	ул. Запорожская, д. 8 РТС № 2 ООО "Тепловые сети"	1996	1997	8760	20.06.1997. - ЗПА № 1, 2 20.07.1997. - ЗПА № 3, 4			20.06.1997. - ЗПА № 1, 2 20.07.1997. - ЗПА № 3, 4	2030			
				1998	17520	20.06.1998. - ЗПА № 1, 2 20.07.1998. - ЗПА № 3, 4			20.06.1998. - ЗПА № 1, 2 20.07.1998. - ЗПА № 3, 4				
				1999	26280	20.06.1999. - ЗПА № 1, 2 20.07.1999. - ЗПА № 3, 4			20.06.1999. - ЗПА № 1, 2 20.07.1999. - ЗПА № 3, 4				
			
				2007	87600			20.06.2007. - ЗПА № 1, 2 20.07.2007. - ЗПА № 3, 4			Акт № 97 от 29.10.2007.		

Том 2: Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения Лесного СП

Таблица 3.7. Пример формы «Сведения по Потребителям»

Потребитель №	ID	Адрес	Категория категория I - не допускается перерыв в теплоснабжении; категория II - перерыв в теплоснабжении не более 54 ч.; категория III - остальные потребители.	Дата ввода в эксплуатацию	Сведения об эксплуатации основного оборудования потребителя									
					Год эксплуатации	Наработка основного оборудования	Сведения о ремонтах и обслуживании основного оборудования (техническое обслуживание - ТО, текущий ремонт - ТР, капитальный ремонт - КР, испытания - И, реконструкция - Р)					Сведения об отказах основного оборудования (авария - А, технологический отказ - ТО, функциональный отказ - ФО)		
							ТО	ТР	КР	И	Р	А	ТО	ФО
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Потребитель № 5	ID=154	ул. Красная, д. 37	II	2006	2007	5760	20.06.2007. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2007. - теплообменный аппарат № 2			20.06.2007. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2007. - теплообменный аппарат № 2	2030		Акт № 115 от 19.12.2007.	
					2008	11300	20.06.2008. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2008. - теплообменный аппарат № 2			20.06.2008. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2008. - теплообменный аппарат № 2				
					2009	16680	20.06.2009. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2009. - теплообменный аппарат № 2			20.06.2009. - теплообменный аппарат № 1 20.07.2009. - теплообменный аппарат № 2				

Приложение 6 Таблицы расчёта показателей эффективности ИП.

Наименование проекта			A1, Б1,Б2 и Б3.		<u>А1) Проектирование и строительство автоматической газовой блочно-модульной котельной в п. Совхозный. Б1) Проектирование и строительство участка сети теплоснабжения общей протяжённостью порядка 70 м в двухтрубном исчислении для подключения магазина по адресу: п. Совхозный, 14А. Б2) Проектирование и строительство участка сети теплоснабжения общей протяжённостью около 70м в двухтрубном исчислении для подключения новой котельной к тепловой камере ТК-8. Б3) Техническое перевооружение участка тепловой сети от ТК-8 до детского сада "Грибок" общей протяжённостью около 100м в двухтрубном исчислении с уменьшением диаметра трубопровода до Ду80.</u>																											
Величина ставки дисконтирования			12		Величина инвестиционной надбавки к тарифу				0		Срок жизни проекта			20		Год начала реализации проекта						2026		ЕТО		МУП "ТеплоЭнерго"						
№пп	наименование показателя	ед. изм.	обозначение в формулах	номер года																												
				2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050				
1	инвестиции	млн. руб.	IC	19,36	20,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00				
2	амортизационные отчисления	млн. руб.	A	0,00	0,00	2,05	2,14	2,22	2,31	2,40	2,50	2,60	2,70	2,81	2,92	3,04	3,16	3,29	3,42	3,56	3,70	3,85	4,00	4,16	4,33	4,50	0,00	0,00				
3	величина инвестиционной надбавки к тарифу	руб./Гкал	—	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
4	снижение постоянных издержек за счёт реализации проекта	млн. руб.	—	0,00	0,00	2,86	2,98	3,09	3,22	3,35	3,48	3,62	3,76	3,92	4,07	4,23	4,40	4,58	4,76	4,95	5,15	5,36	5,57	5,80	6,03	6,27	6,52	6,78				
5	величина снижения удельных переменных издержек за счёт реализации проекта с учётом ИПЦ	руб./Гкал	—	0	0	1602	1666	1733	1802	1874	1949	2027	2108	2193	2280	2371	2466	2565	2668	2774	2885	3001	3121	3245	3375	3510	3651	3797				
6	экономический эффект от реализации проекта	млн. руб.	—	0,00	0,00	10,55	10,90	11,26	11,71	12,18	12,67	13,17	13,70	14,25	14,82	15,41	16,03	16,67	17,33	18,03	18,75	19,50	20,28	21,09	21,93	22,81	23,72	24,67				
7	чистый денежный поток	млн. руб.	CFt	-19,36	-20,13	12,60	13,04	13,48	14,02	14,58	15,16	15,77	16,40	17,06	17,74	18,45	19,19	19,96	20,75	21,58	22,45	23,34	24,28	25,25	26,26	27,31	23,72	24,67				
8	коэффициент дисконтирования	у.е.	—	1,00	0,89	0,80	0,71	0,64	0,57	0,51	0,45	0,40	0,36	0,32	0,29	0,26	0,23	0,20	0,18	0,16	0,15	0,13	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07				
9	дисконтированный денежный поток	млн. руб.	NCFt	-19,36	-17,97	10,05	9,28	8,57	7,96	7,39	6,86	6,37	5,91	5,49	5,10	4,74	4,40	4,08	3,79	3,52	3,27	3,04	2,82	2,62	2,43	2,26	1,75	1,63				
10	чистый приведённый доход	млн. руб.	NPVt	-19,36	-37,33	-27,28	-18,00	-9,44	-1,48	5,91	12,77	19,14	25,05	30,54	35,64	40,38	44,77	48,86	52,65	56,17	59,44	62,48	65,29	67,91	70,34	72,60	74,35	75,98				
11	объём полезного отпуска тепловой энергии	тыс. Гкал	—	4,69	4,69	4,80	4,76	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71				

Наименование проекта			B1		<u>Наладка гидравлического режима работы сетей теплоснабжения СЦТ "Лесное".</u>																											
Величина ставки дисконтирования			12		Величина инвестиционной надбавки к тарифу				0		Срок жизни проекта			12		Год начала реализации проекта						2029		ЕТО		МУП "ТеплоЭнерго"						
№пп	наименование показателя	ед. изм.	обозначение в формулах	номер года																												
				2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053				
1	инвестиции	млн. руб.	IC	0,34	0,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
2	амортизационные отчисления	млн. руб.	A	0,00	0,00	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,11	0,11	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
3	величина инвестиционной надбавки к тарифу	руб./Гкал	—	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
4	снижение постоянных издержек за счёт реализации проекта	млн. руб.	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
5	величина снижения удельных переменных издержек за счёт реализации проекта с учётом ИПЦ	руб./Гкал	—	0	57,2	59,5	61,9	64,4	66,9	69,6	72,4	75,3	81,4	84,7	88,1	91,6	95,3	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
6	экономический эффект от реализации проекта	млн. руб.	—	0,00	0,27	0,28	0,29	0,30	0,32	0,33	0,34	0,35	0,38	0,40	0,42	0,43	0,45	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
7	чистый денежный поток	млн. руб.	CFt	-0,34	-0,08	0,35	0,37	0,38	0,40	0,41	0,43	0,45	0,48	0,50	0,52	0,54	0,56	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
8	коэффициент дисконтирования	у.е.	—	1,00	0,89	0,80	0,71	0,64	0,57	0,51	0,45	0,40	0,36	0,32	0,29	0,26	0,23	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
9	дисконтированный денежный поток	млн. руб.	NCFt	-0,34	-0,07	0,28	0,26	0,24	0,22	0,21	0,19	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,13	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
10	чистый приведённый доход	млн. руб.	NPVt	-0,34	-0,41	-0,13	0,13	0,37	0,60	0,80	1,00	1,18	1,35	1,51	1,66	1,80	1,93	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
11	объём полезного отпуска тепловой энергии	тыс. Гкал	—	4,76	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				

Номер мероприятий (проектов) "XXX.XX.XX.XXX", в котором:

- первые три значащих цифры (XXX.) отражают номер ЕТО (цифры «000» означают, что мероприятие (проект) относится к зоне действия, в которой ЕТО не определён, например: зона перспективной застройки);
- вторые две значащих цифры (.XX.) отражают номер группы проектов в составе ЕТО;
- третьи значащие цифры (.XX.) отражают номер подгруппы проектов в составе ЕТО;
- четвертые значащие цифры (.XXX.) отражают номер проекта в составе ЕТО.

Под номером группы проектов (.XX.) в составе ЕТО должны учитываться следующие показатели:

- "01" - группа проектов на источниках тепловой энергии;
- "02" - группа проектов на тепловых сетях и сооружениях на них;
- "03" - группа проектов, относящихся к потребителям.

Под номером подгруппы проектов (.XX.) в составе ЕТО должны указываться следующие показатели:

Группа ".01" (источники тепловой энергии).

"01" - подгруппа проектов строительства новых источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

"02" - подгруппа проектов реконструкции источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

"03" - подгруппа проектов технического перевооружения источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

"04" - подгруппа проектов модернизации источников тепловой энергии, в том числе источников комбинированной выработки;

Группа ".02" (тепловые сети и сооружения на них).

"01" - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для обеспечения перспективной тепловой нагрузки;

"02" - подгруппа проектов строительства новых тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения за счет ликвидации котельных;

"03" - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей, в том числе в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

"04" - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

"05" - подгруппа проектов реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра теплопроводов для обеспечения расчетных гидравлических режимов;

"06" - подгруппа проектов строительства новых насосных станций;

"07" - подгруппа проектов реконструкции насосных станций;

"08" - подгруппа проектов строительства и реконструкции ЦТП, в том числе с увеличением тепловой мощности, в целях подключения новых потребителей;

"09" - подгруппа проектов гидравлическая наладка теплосетей.

Группа ".03" (потребители тепловой энергии).

"01" - подгруппа проектов установки ИТП;

"02" - подгруппа проектов технического перевооружения ИТП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Постановление Правительства РФ от 22 Февраля 2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
2. Приказ Министерства энергетики РФ от 05 марта 2019г. №212 «Об утверждении методических указаний по разработке схем теплоснабжения».
3. Федеральный закон РФ № 190 от 27.07.2010г. «О теплоснабжении».
4. Федеральный закон РФ №261 от 23.11.2009г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
5. Постановление Правительства РФ от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
6. ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях».
7. СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий».
8. СП 23-101-2004 «Проектирование тепловой защиты зданий».
9. СНиП 31-05-2003 «Общественные здания административного назначения».
10. СП 60.13330.2012 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
11. СП 131.13330.2020 «Строительная климатология».
12. МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения».
13. Постановление Правительства РФ №1075 от 22.10.2012г. «О ценообразовании в сфере теплоснабжения».
14. СП 124.13330.2012 «Тепловые сети».
15. СП 89.13330.2016 «Котельные установки».
16. СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов».
17. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок (утв. приказом Минэнерго РФ от 24 марта 2003 г. №115).
18. Новости теплоснабжения, №9 (сентябрь), 2010 г. Статья: «Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое».
19. А.К. Тихомиров «Теплоснабжение районов города», 2006г. Хабаровск.
20. СП 373.1325800.2018 «Источники теплоснабжения автономные».
21. Укрупнённые нормативы цены строительства НЦС 81-02-12-2025 «Наружные тепловые сети».
22. Укрупнённые нормативы цены строительства НЦС 81-02-19-2025 «Здания и сооружения городской инфраструктуры».
23. Приказ Министерства регионального развития РФ от 28 декабря 2009г. №610 «Об утверждении Правил установления и изменения (пересмотра) тепловых нагрузок».
24. Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 26 июля 2013г. № 310 «Об утверждении методических указаний по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения».
25. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 323 «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии».
26. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 года №325 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии».
27. Приказ Министерства энергетики РФ от 10 августа 2012 г. № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов

- удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».
28. Постановление Правительства РФ от 16.05.2014 №452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. №340».
 29. СО 153-34.20.523(1)-2003 «Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателям: "разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах" и "удельный расход электроэнергии» утв. Приказом Министерства энергетики РФ №278 от 30 июня 2003г.
 30. СО 153-34.20.523(2)-2003 «Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателю: удельный расход сетевой воды» утв. Приказом Министерства энергетики РФ №278 от 30 июня 2003г.
 31. Проект приказа Министерства регионального развития «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии».
 32. Методика и алгоритм расчета надежности тепловых сетей при разработке схем теплоснабжения городов ОАО «Газпром промгаз»; Москва, 2013.
 33. «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Приказом Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. №ВК477).
 34. СО 153-34.20.523(3)-2003 «Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателю: тепловые потери» утв. Приказом Министерства энергетики РФ №278 от 30 июня 2003г.
 35. СО 153-34.20.523(3)-2003 «Методические указания по составлению энергетических характеристик для систем транспорта тепловой энергии по показателю: потери сетевой воды» утв. Приказом Министерства энергетики РФ №278 от 30 июня 2003г.
 36. Постановление Правительства РФ от 18 ноября 2013г. №1034 «О коммерческом учете тепловой энергии, теплоносителя».
 37. Постановление Правительства РФ от 25 января 2011г. №18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов».
 38. Постановление Правительства РФ от 16 апреля 2012 г. №307 «О порядке подключения к системам теплоснабжения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
 39. СП 41-108-2004 «Поквартирное теплоснабжение жилых зданий с теплогенераторами на газовом топливе».
 40. Приказ Федеральной службы по тарифам от 13 июня 2013 г. N 760-э «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».
 41. Надежность систем теплоснабжения / Е.В.Сеннова, А.В.Смирнов, А.А.Ионин и др.; - Новосибирск: Наука, 2000.
 42. А.А.Ионин. «Надежность систем тепловых сетей».
 43. Хрилёв Л.С., Смирнов И.А. Оптимизация систем теплофикации и централизованного теплоснабжения. - Энергия, Москва, 1978г.