Схема теплоснабжения Слюдянского муниципального образования до 2031 года
Актуализация на 2026 год

Обосновывающие материалы

Г. Слюдянка 2025 год

Содержание

Оглавление

Глава 1"Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения" 9
1.1. Часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения" 9
1.1.1. Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций 9
1.1.2. Описание зон действия производственных источников тепловой энергии 11
1.1.3. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения 11
Часть 2 "Источники тепловой энергии" 12
1.2.1. Общие положения 12
1.2.2. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных (структура основного оборудования) 14
1.2.2.1. Котельная «ЦЕНТРАЛЬНАЯ» 16
1.2.2.2. Котельная «РУДО» 20
1.2.2.3. Котельная «ПЕРЕВАЛ» 24
1.2.2.4. Котельная «СТРОЙКА» 29
1.2.2.5. Котельная «СМП» 31
1.2.2.6. Котельная «Ростелеком» 33
1.2.2.7. Котельная «Резев» 34
1.2.2.8. Котельная «Собственная база» 35
1.2.2.9. Котельная «Дом ребенка» 36
1.2.2.10. Котельная «Сухой ручей» 38
1.2.3. Среднегодовая загрузка оборудования 39
1.2.4 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети 41
1.2.5 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии 41
1.2.6. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии 41
1.2.7 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей 43
Часть 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 (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения 43
1.3.2 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
1.3.3 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях 46
1.3.4 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов 46
1.3.5 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности 46
1.3.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети 47
1.3.7. Насосные станции и тепловые пункты 47
1.3.8. Характеристики тепловых камер, павильонов и арматуры 48
1.3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики 48
1.3.10. Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя 49
1.3.11. Наличие коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителя, уровень автоматизации, защита от превышения давления 54
1.3.12. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) восстановлений и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет 55

1.3.13. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов 69
1.3.14. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей 76
1.3.15. Уровень автоматизации центральных тепловых пунктов, насосных станций 82
1.3.16. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии 82
1.3.17 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет 82
1.3.18 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет 84
Часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии" 84
Часть 5 "Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии" 85
1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления 85
1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии 85
1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии 86
1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом 86
1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение 86
1.5.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения 91
Часть 6 "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии" 109
1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в сетях и присоединенной тепловой нагрузки 109
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии 109
1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю 110
Часть 7 "Балансы теплоносителя" 111
1.7.1 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть 111
Часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом" 112
1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии 112
1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями 114
1.8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки 114
1.8.4 Описание использования местных видов топлива 115
Часть 9 "Надежность теплоснабжения" 115
1.9.1 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей 115
1.9.2 Частота отключений потребителей 116
1.9.3 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений 116
1.9.4 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при

теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике" ... 117
1.9.5 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении ... 117
Часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций" ... 118
Часть 11 "Цены (тариф) в сфере теплоснабжения" ... 120
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 ... 120
1.11.2 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения ... 139
1.11.3 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей ... 139
Часть 12 "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа" ... 139
1.12.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения ... 139
1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения ... 140
1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения ... 141
1.12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения ... 141
1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения ... 141
Глава 2 "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения" ... 142
2.1. Данные базового уровня потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения ... 142
2.2. Прогнозы приростов площади строительных фондов по объектам территориального деления ... 144
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 ... 146
2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов ... 151
2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя с разделением по видам потребления в расчетных элементах территориального деления в зоне действия централизованного теплоснабжения ... 152
2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя с разделением по видам потребления в расчетных элементах территориального деления в зонах действия индивидуальных источников теплоснабжения ... 153
2.7. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирование, и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами, с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия источника теплоснабжения на каждом этапе ... 153
2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель ... 153
2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения ... 153
2.10. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены договоры теплоснабжения по регулируемой цене ... 155
Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения" ... 157
3.1. Характеристика системы теплоснабжения г. Слюдянка ... 160
3.2. Система теплоснабжения от котельной «Центральная» ... 161
3.3. Система теплоснабжения от котельной «Рудо» ... 171
3.4. Система теплоснабжения от котельной «Перевал» ... 180

3.5. Система теплоснабжения от котельной «Стройка» 189
3.6. Система теплоснабжения от котельной «СМП» 197
3.7. Система теплоснабжения от котельных «Ростелеком», «Медрезерв», «Собственная база», «Дом ребенка» 200
Глава 4 "Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей" 207
4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей и располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии 207
4.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя от каждого магистрального вывода с целью определения возможности обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода 207
4.3. Выводы о резервах существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей 208
Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения 209
5.1 Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения) 209
5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения 209
5.3 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей 209
Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах 210
6.1 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии 211
Глава 7 "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии" 213
7.1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения 213
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 215
7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения 215
7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок 216

7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок 216
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 216
7.7. Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления 216
7.8. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии 217
7.9. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями 218
7.10. Предложения по строительству и реконструкции источников 219
7.10.1. Предложения по строительству новых источников тепловой энергии 221
7.10.2. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии. 222
7.11. Радиус эффективного теплоснабжения 224
Глава 8 "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей" 230
8.1. Общие положения 230
8.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов) 231
8.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку 231
8.4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения. 231
8.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения 233
Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения 253
Глава 10 "Перспективные топливные балансы" 254
Глава 11 "Оценка надежности теплоснабжения" 255
11.1 Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения 255
Глава 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию" 262
Реконструкция и строительство новых источников теплоснабжения 262
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения 271
Глава 14 "Ценовые (тарифные) последствия 274
14.1 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения 274
14.2 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей 275
Глава 15 "Реестр единых теплоснабжающих организаций" 276
Глава 16 "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения 278
16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии 278
Глава 17 "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения 279

Глава 18 "Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения..... 279
«Решения по бесхозяйственным тепловым сетям» 279

ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях повышение эффективности использования энергетических ресурсов и энергосбережение становится одним из важнейших факторов экономического роста и социального развития России. Это подтверждено во вступившем в силу с 23 ноября 2009 года Федеральном законе РФ № 261 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности».

По данным Минэнерго потенциал энергосбережения в России составляет около 400 млн. тонн условного топлива в год, что составляет не менее 40 процентов внутреннего потребления энергии в стране. Одна треть энергосбережения находится в ТЭК, особенно в системах теплоснабжения. Затраты органического топлива на теплоснабжение составляют более 40% от всего используемого в стране, т.е. почти столько же, сколько тратится на все остальные отрасли промышленности, транспорт и т.д. Потребление топлива на нужды теплоснабжения сопоставимо со всем топливным экспортом страны.

Экономию тепловой энергии в сфере теплоснабжения можно достичь как за счет совершенствования источников тепловой энергии, тепловых сетей, теплопотребляющих установок, так и за счет улучшения характеристик отапливаемых объектов, зданий и сооружений.

Проблема обеспечения тепловой энергией городов России, в связи с суровыми климатическими условиями, по своей значимости сравнима с проблемой обеспечения населения продовольствием и является задачей большой государственной важности.

Вместе с тем, на сегодняшний день экономика России стабильно растет. За последние годы были выбраны все резервы тепловой мощности, образовавшие в период экономического спада 1991 – 1997 годов, и потребление тепла достигло уровня 1990 года, а потребление электрической энергии в некоторых регионах превысило этот уровень. Возникла необходимость в понимании того, будет ли обеспечен дальнейший рост экономики адекватным ростом энергетики и, что более важно, что нужно сделать в энергетике и топливоснабжении для того, чтобы обеспечить будущий рост.

До недавнего времени, регулирование в сфере теплоснабжения производилось федеральными законами от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», от 30 декабря 2004 года № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса», от 14 апреля 1995 года № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации». Однако регулирование отношений в сфере

теплоснабжения назвать всеобъемлющим было нельзя.

27 июля 2010 года был принят Федеральный закон №190-ФЗ «О теплоснабжении», который устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей, потреблением тепловой энергии, тепловой мощности, теплоносителя с использованием систем теплоснабжения, созданием, функционированием и развитием таких систем, а также определяет полномочия органов государственной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов по регулированию и контролю в сфере теплоснабжения, права и обязанности потребителей тепловой энергии, теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций.

Федеральный закон вводит понятие схемы теплоснабжения, согласно которому:

Схема теплоснабжения поселения, городского округа — документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, её развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

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

1.1. Часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения"

1.1.1. Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Слюдянское городское поселение состоит из 8 микрорайонов, которые обслуживаются 10 теплоисточниками, из которых: 9 угольных котельных, расположенных в г. Слюдянка, и 1 электрокотельная – в п. Сухой Ручей. Три крупные котельные оснащены паровыми котлами, и 7 средних и мелких котельных – водогрейными. Самая крупная котельная городского поселения Слюдянка – «Центральная».

Тепловые сети от котельных выполнены в основном в двухтрубном исполнении (от Котельной СМП – в четырехтрубном исполнении). Из подающего трубопровода осуществляется водоразбор для покрытия нагрузок горячего водоснабжения (далее по тексту – ГВС) потребителей. Регулирование отпуска тепловой энергии от источников в системы транспортировки тепла осуществляется по центральному качественному методу регулирования в зависимости от температуры наружного воздуха. Расчетная температура самой холодной пятидневки за многолетний период наблюдений составляет минус 32 град. Цельсия (Свод правил СП 131.13330.2012 "СНиП 23-01-99*. Строительная климатология" Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*).

Единая теплоснабжающая организация города является ООО «Управление коммунальными системами». ООО «Управление коммунальными системами» осуществляет регулируемый вид деятельности, а именно – производство и передачу тепловой энергии.

Функциональная структура централизованного теплоснабжения города имеет единое юридическое лицо по производству и передаче тепловой энергии до потребителя.

Зоны, неохваченные источниками централизованного теплоснабжения, имеют индивидуальное теплоснабжение. Эти зоны состоят из одноэтажной и, частично, двухэтажной застройки, отапливаются от бытовых котлов различной модификации и печей.

Зоны действия источников тепловой энергии представлены на рисунке 1.1.

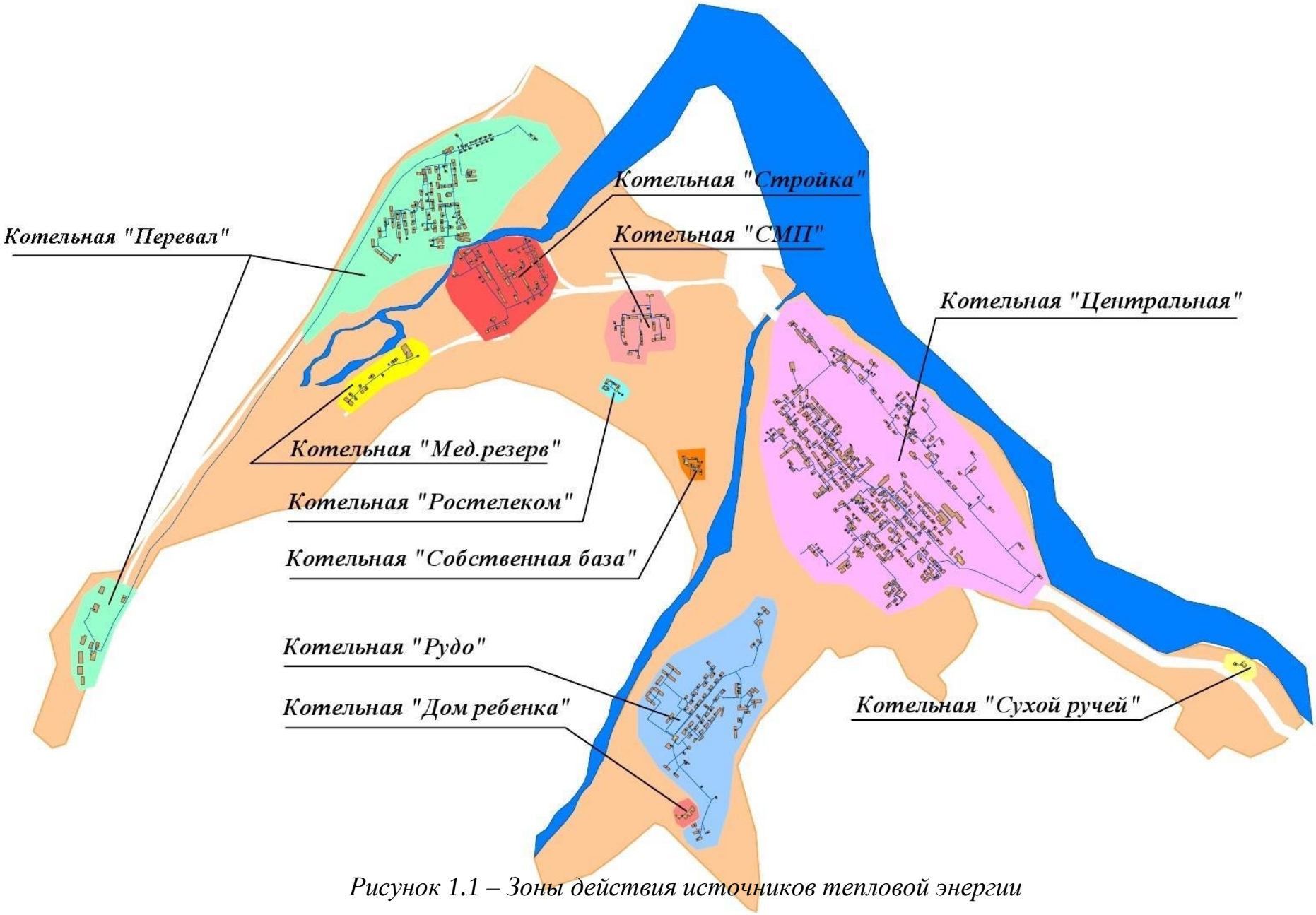


Рисунок 1.1 – Зоны действия источников тепловой энергии

1.1.2. Описание зон действия производственных источников тепловой энергии

Городское поселение имеет котельные в 10 микрорайонах.

Теплоснабжение центральной части города и микрорайона «Прибрежный» осуществляет **котельная «Центральная»;**

Граничащий с центральным микрорайоном микрорайон «Рудоуправление» обслуживается **котельной «Рудо»** и котельной **«Дом ребенка»**.

Котельная «Перевал» обеспечивает теплом микрорайон «Квартал» и м-н «Берёзовый».

Теплоснабжение микрорайона «Берсенева» осуществляется от **котельной «СМП»**.

Котельная «Стройка» обеспечивает теплоснабжение микрорайона «Стройка».

Котельная «Ростелеком» и **котельная «Резерв»** обеспечивают теплоснабжение близлежащих жилых домов.

Котельная «Собственная база» обеспечивает теплом производственную площадку ООО "УКС" и МБУ «Благоустройство».

Электрокотельная «Сухой ручей» обеспечивает теплом поселковый Дом культуры в п. Сухой Ручей и жилой дом.

Котельные производят отпуск тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение по зависимой схеме. Большая часть тепловой энергии вырабатывается котельной **«Центральная»**, которая удовлетворяет более 50 % потребностей в тепловой энергии города Слюдянка.

1.1.3. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в Слюдянском городском поселении сформированы в микрорайонах с индивидуальной малоэтажной жилой застройкой. Такие здания (одно-, двух-, трехэтажные), как правило, частично присоединённые или не присоединённые к системам централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение населения осуществляется от индивидуальных котлов или печей.

Часть 2 "Источники тепловой энергии"

1.2.1. Общие положения

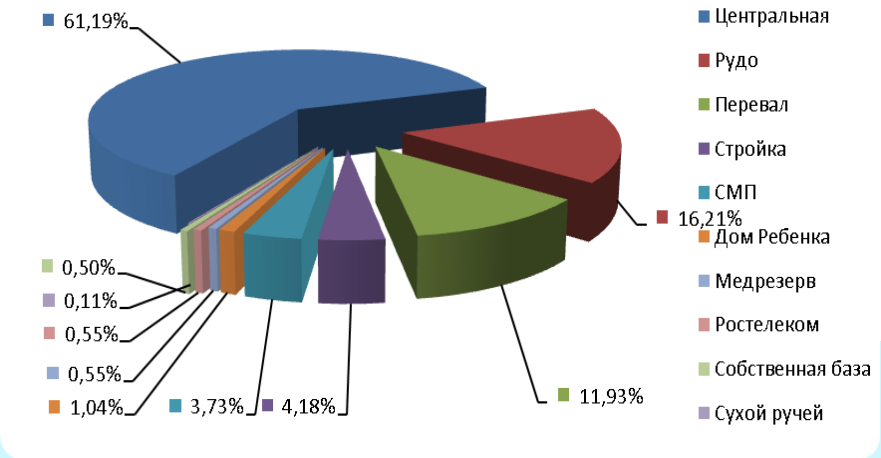
Централизованное теплоснабжение потребителей Слюдянского городского поселения осуществляется от 10 котельных ООО «Управление коммунальными системами». В котельных и на тепловых пунктах применяется центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения. Т.е. в котельной нагревается вода до значений по температурному графику, при этом из котельной же осуществляется подпитка в теплотрассы – возмещается количество потребленной воды на горячее водоснабжение, на утечки при транспортировке в тепловых сетях - для поддержания постоянного количества сетевой воды в контуре «котельная – потребитель».

В таблице 1.1 представлены основные характеристики котельных Слюдянского городского поселения, а на рисунке 1.2 – доля общей установленной тепловой мощности котельных.

Таблица 1.1 - Основные энергетические характеристики котельных

№ п/п	Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/час	Максимальная присоединенная нагрузка, Гкал/час	Количество часов отопительного периода	Средняя присоединенная нагрузка, Гкал/час
1	Центральная котельная	57,4	29,601	6096	10,220
2	Рудо	15,211	6,785	6096	1,783
3	Перевал	11,193	11,267	6096	2,958
4	Стройка	6,46	3,776	6096	1,191
5	СМП	3,52	2,004	6096	0,631
6	Дом ребенка	0,976	0,253	6096	0,140
7	Резерв	1,2	0,468	6096	0,157
8	Ростелеком	0,747	0,173	6096	0,055
9	Собственная база	0,728	0,241	6096	0,048
10	Сухой Ручей	0,104	0,118	6096	0,046
	Всего:	97,539	54,686		17,228

Рисунок 1.2. – Доля общей установленной тепловой мощности котельных



Общая установленная тепловая мощность источников, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки на 2025 год, составила 97,539 Гкал/ч.

Максимальная присоединенная тепловая нагрузка потребителей на 2025 год составила 54,686 Гкал/ч.

1.2.2. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных (структура основного оборудования)

Основной парк котельного оборудования представлен паровыми и водогрейными котлами различной мощности отечественных производителей: КЕ, КВр, КВм, Универсал-6. Основное оборудование источников тепловой энергии представлено в таблице 1.2.

Таблица 1.2- Основное оборудование источников тепловой энергии

№	Тип (водогр./пар.)	Марка, заводской номер	Кол-во	Теплопроиз-водительность котла, Гкал/ч (тонн/час)	Год монтажа	Срок службы, лет, на 2023 г	Вид исп. топлива	Дата проведения последних режимно-наладочных испытаний	Нормативный удельный расход условного, кг у.т./Гкал
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*
Котельная «Центральная»	Паровой	КЕ 25-14С, № 9900	1	14,35 (25)	1989	33	Уголь бурый 3БР	Март 2014	196
	Паровой	КЕ 25-14С, №10805	1	14,35(25)	2010	12	Уголь бурый 3БР	Март 2014	196
	Паровой	КЕ-25-14С, №10806	1	14,35(25)	2010	12	Уголь бурый 3БР	Март 2014	196
	Паровой	КЕ 25-14С №8898	1	14,35(25)	2020	18	Уголь бурый 3БР	Март 2014	196
Котельная «Рудо»	Паровой	КЕ 10-14С №83246	1	5,74 (10)	1988	34	Уголь бурый 3БР	Март 2014	204,6
	Паровой	КЕ 6,5-14С №6696	1	3,731(6,5)	1986	36	Уголь бурый 3БР	Март 2014	204,6
	Паровой	КЕ 10-14С №83257	1	5,74(10)	1988	34	Уголь бурый 3БР	Март 2014	204,6
Котельная «Перевал»	Паровой	КЕ 6,5-14С, №2013137	1	3,731(6,5)	2013	9	Уголь бурый 3БР	Март 2014	199,8
	Паровой	КЕ 6,5-14С, №2257	1	3,731(6,5)	2014	8	Уголь бурый 3БР	Март 2014	199,8
	Паровой	КЕ 6,5-14С, №066510	1	3,731(6,5)	2010	12	Уголь бурый 3БР	Март 2014	199,8

Котельная «Стройка»	Водогрейный	КВм-2,5-95ШП №340420	1	2,15	2021	1	Уголь бурый 3БР	Не проводились	244
	Водогрейный	КВм-2,5-95ШП	1	2,15	2024	1	Уголь бурый 3БР	Не проводились	244
	Водогрейный	КВм-1,25-95ШП №400519	1	1,08	2019	3	Уголь бурый 3БР	Не проводились	244
	Водогрейный	КВм-1,25-95ШП №070220	1	1,08	2020	2	Уголь бурый 3БР	Не проводились	244
Котельная «Дом Ребенка»	Водогрейный	КВД-0,6	1	0,488	2010	12	Уголь каменный Дконц	Не проводились	238,7
	Водогрейный	КВД-0,6	1	0,488	2010	12	Уголь каменный Дконц	Не проводились	238,7
Котельная "Собственная база"	Водогрейный	КВД-0,5 №1	1	0,469	не установлен	не установлен	Уголь каменный	Не проводились	254,6
	Водогрейный	Универсал-6 №2	1	0,259	не установлен	не установлен	Уголь каменный	Не проводились	254,6
Котельная «Ростелеком»	Водогрейный	КВД-0,6 №1	1	0,488	не установлен	не установлен	Уголь каменный	Не проводились	249,9
	Водогрейный	Универсал-6 №б/н	1	0,259	1977	45	Уголь каменный	Не проводились	249,9
Котельная «СМП»	Водогрейный	КВм-1,16 (1,0) №16	1	1	2001	21	Уголь бурый 3БР	Не проводились	238,7
	Водогрейный	КВм-1,16 (1,0) №16	1	1	2001	21	Уголь бурый 3БР	Не проводились	238,7
	Водогрейный	КВСм-1,16 (1,0) №9-3-30	1	1	2007	15	Уголь бурый 3БР	Не проводились	238,7
	Водогрейный	КВр-0,6	1	0,52	2024	9	Уголь бурый 3БР	Не проводились	238,7
Котельная «Резерв»	Водогрейный	КВр-0,6КБ (Гефест-0,6-95ТР) №10111	1	0,6	2010	12	Уголь каменный	Не проводились	256,4
	Водогрейный	КВр-0,6КБ (Гефест-0,6-95ТР) №10112	1	0,6	2010	12	Уголь каменный	Не проводились	256,4
«Сухой ручей»	Водогрейный	РТЕ-60	1	0,104	2003	19	Электроэнергия	Не проводились	н/д

2.2.1. Котельная «ЦЕНТРАЛЬНАЯ»

«Центральная» котельная построена в 1989 году.

Котельная «Центральная», осуществляет теплоснабжение потребителей центральной части города и микрорайона «Прибрежный». Котельная обслуживает 5772 человека, обслуживаемая площадь составляет 268,7 тыс. кв.м. Котельная отапливает 142 жилых дома, общей площадью 136,2 тыс. квадратных метров.

В котельной установлены четыре угольных паровых котла марки КЕ-25-14С. Из них котлы ст. № 2 и ст. № 3 заменены в 2010г. и 2011 г. соответственно, №4 в 2020г.

Вертикально-водотрубные котлы имеют номинальную производительность 25 т/ч насыщенного пара при давлении 13 кг/см^2 (14,35 Гкал/ч), без пароперегревателей.

Примечание: на сегодняшний день котел № 1 выработал свой ресурс. В рабочем состоянии находятся КА № 2, №3 и №4, сведены в таблицу 1.3.

Используемое топливо – бурый уголь марки 3БР.

Со склада уголь подается бульдозером или погрузчиком на решетку приемного бункера. Через приемный бункер качающим питателем КЛ-80 подается на ленточный транспортер № 1 (первого подъема) производительностью 60 т/ч. Здесь уголь проходит под магнитной шайбой, где идет удаление металлических частей, которые при попадании в дробилку, ПМЗ и топку котла могут повредить вышеперечисленные механизмы.

Затем уголь сбрасывается в дробилку (валковую или щековую) и перемалывается до кусков размером 40-50 мм. Из дробилки измельченный уголь попадает на ленточный транспортер № 2 (второго подъема) производительностью 60 т/ч.

С транспортера второго подъема, с помощью плужковых сбрасывателей, уголь поступает в бункера котлов.

Из угольного бункера пневмомеханическими забрасывателями ЗП-600 уголь подается в топку котла, на решетку.

Котлы оборудованы слоевыми топками с решеткой обратного хода ТЧЗМ-2.7/5.6 с двумя пневмомеханическими забрасывателями типа ЗП-600.

По мере сгорания на движущейся решетке образуется шлак и сбрасывается в шлаковую ванну, заполненную водой. Воздух, необходимый для сжигания топлива, забирается дутьевыми вентиляторами типа ВДН-12.5 производительностью 34400 м^3/ч из помещения котельной, проходит через воздухоподогреватель, нагревается, подается под колосниковую решетку через воздушные зоны и в воздуховод под ПМЗ. Дутьевые зоны оборудованы регулирующими шиберами. Дутьевые вентиляторы установлены на каждом котлоагрегате.

По ходу дымовых газов, за топкой, установлена система возврата уноса – бункер и высоконапорный вентилятор для улавливания крупных частиц несгоревшего топлива и возврата их в топку для дожигания.

Далее дымовые газы проходят через трубчатый воздухоподогреватель ВП-228

и водяной экономайзер ЭБ1-646И из чугунных ребристых труб.

Очистка газов производится в циклонах БЦ-512.

Удаляются дымовые газы дымососами марок ДН-15 (КА №1) и ДН-17 (КА №2 и №3), расположенными в здании котельной, по газоходам, объединяющимся в общий газоход, через дымовую трубу высотой 104 м, диаметр 3 м.

Таблица 1.3 - Характеристики котлоагрегатов

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, кгс/см^2	Номинальная производительность, тонн/час (Гкал/час)	Топочное устройство
КЕ-25-14С	Декабрь 1990	1	13	25 (14,35)	ТЧЗМ-2,7/5,6
КЕ-25-14С	Декабрь 2011	2	13	25 (14,35)	ТЧЗМ-2,7/5,6
КЕ-25-14С	Декабрь 2011	3	13	25 (14,35)	ТЧЗМ-2,7/5,6
КЕ-25-14С	Январь 2020	4	13	25 (14,35)	ТЧЗМ-2,7/5,6

Установленная мощность котельной составляет 43,05 Гкал/час (котел № 1 находится в нерабочем состоянии, выработал своей ресурс). После замены котла № 1 запас установленной мощности котельной позволит присоединить к себе дополнительных потребителей, а также использоваться в качестве резервного источника для других районов города.

Котельная обеспечивает тепловой энергией жилой фонд, объекты соцкультбыта, бюджетные, коммерческие организации Центрального микрорайона.

Котельной отпускается тепловая энергия в виде горячей воды с температурным графиком 95-70°С и насыщенного пара с давлением 2-6 кгс/см^2.

Протяженность водяных тепловых сетей составляет около 18,2 км, и протяженность паропровода от котельной до «Центрального» теплового пункта – 0,683 км в одной трубе. Конденсат от «Центрального» теплового пункта в котельную не возвращается, а используется на подпитку водяной тепловой сети.

Насосное оборудование котельной состоит из 2-х групп сетевых насосов и одной группы питательных насосов.

1-я группа сетевых насосов снабжена одним насосом 1Д-500-63 и двумя насосами Д-315-71. Эта группа работает в контуре тепловой сети Центральной части города и обеспечивает тепловой энергией часть жилых, производственных и прочих зданий. Кроме этого, теплоноситель поступает на «Центральный» тепловой пункт для подогрева и дальнейшей передачи в отдаленные части города.

2-я группа сетевых насосов работает в контуре теплотрассы «Восточного луча» прибайкальской стороны и снабжена двумя насосами 1Д-200/90 производительностью 200 м^3/час каждый.

Зона теплоснабжения от Центральной котельной разделена на три гидравлически независимых контура: центральный, восточный и ЦТП. Центральная и восточная часть потребителей получают тепловую энергию по отдельным водяным тепловым сетям, от сетевых насосов, установленных в Центральной котельной. Потребители

третьего контура получают тепловую энергию в виде горячей воды через ЦТП, теплоносителем для которого является отпускаемый котельной пар.

Отпуск пара котельной осуществляется одному промышленному потребителю.

Насосное оборудование котельной состоит из 2-х групп сетевых насосов и одной группы питательных насосов.

1-я группа сетевых насосов снабжена одним насосом Д-500-63 и двумя насосами Д-315-71. Эта группа работает в 1-ом контуре тепловой сети Центральной части города и обеспечивает тепловой энергией часть жилых, производственных и прочих зданий, находящихся в этой части.

2-я группа сетевых насосов работает в контуре теплотрассы «Восточного луча» прибайкальской стороны и снабжена двумя насосами 4Д-290 производительностью 200 м3/час каждый.

Потребители 3-его контура теплосети, как сказано выше, обеспечиваются теплоэнергией от Центрального Теплового Пункта. Здесь установлено два пароводяных теплообменника (ПСВ-315-14-23). Насосная группа состоит из трех сетевых насосов, двух Д 630-90 и одного Д 200-36. Подпитка теплосети контура ЦТП осуществляется из тепловых сетей Центрального контура и конденсатом, который собирается в накопительную емкость.

Присоединенная нагрузка потребителей составляет 29,601 Гкал/час.

Нормативные потери в сетях составляют 15036,4 Гкал/час.

Расход топлива за 2020 год составляет – 36456,89 тонн угля.

Фактическая норма расхода натурального топлива – 0,3401 т.н.т./Гкал.

Фактический расход условного топлива за 2021-2022 год – 18816,1 т.у.т. В настоящее время этот показатель высчитывается на основании фактически затраченного топлива и объема тепловой энергии, указанной в счетах на оплату. Фактическую выработку и отпуск тепловой энергии возможно будет узнать после установки приборов учета тепловой энергии.

За время эксплуатации оборудование котельной устаревает. В настоящее время паровой котел № 1 выработал свой эксплуатационный срок, который продлен до 2022 года.

Водоснабжение котельной осуществляется от городского центрального водозабора - подземного источника «Штольня».

Для питания паровых котлов осуществляется предварительная водоподготовка. Сырая (исходная) вода из трубопровода исходной воды направляется в пароводяной подогреватель исходной воды ПП1-24-7-2, подогревается до 30-40 градусов.

После подогрева исходная вода поступает в Na-катионитные фильтры 1-ой ступени ФИПа I-1,5-0,6 Na. В них вода умягчается – до значения жесткости 0,2 мг*экв/л. Обрабатываемая вода пропускается через слой помещенного в фильтр катионита КУ-2-8. При прохождении воды через слой катионита содержащиеся в жесткой воде накипеобразующие соли кальция и магния в процессе ионного обмена

преобразуются в соли натрия, легкорастворимые в воде.

Затем направляется в фильтры второй ступени ФИПа I-1,0-0,6 Na. В фильтрах 2-ой ступени вода умягчается до значения общей жесткости 0,02 мг*экв/л.

При «срабатывании» фильтра - достижении остаточной жесткости в умягченной воде более 0,2 мг*экв/л в первой и 0,02 мг*экв/л во второй ступени – аппаратчик отключает фильтр из рабочей схемы на регенерацию (восстановление обменной способности катионита).

Умягченная вода после 2-ой ступени фильтров подогревается в пароводяном подогревателе химочищенной воды ПП1-32-7-2 до температуры 60-80 градусов и поступает в питательный деаэратор ДА-100.

Конденсат после всех пароводяных подогревателей, установленных внутри котельной, по отдельным трубопроводам возвращается в питательный деаэратор.

Возврат конденсата от потребителей пара не предусмотрен.

В питательном деаэраторе вода нагревается паром до 102-104 градусов, освобождается от растворенных в ней газов.

Из деаэратора полученная питательная вода подается в котлы КЕ 25-124С питательными насосами ЦНС(Г) 60-198 (в группе три насоса).

Для выполнения требований эксплуатации паровых котлов во время работы котла ежесменно производится периодическая продувка из нижних коллекторов путем открывания имеющихся вентилей на продувочных трубопроводах.

Кроме периодической, производится непрерывная продувка из верхнего барабана через сепаратор непрерывной продувки.

В котельной установлены пробоотборники - для отбора проб с целью контроля качества исходной, питательной, котловой воды, а также конденсата из пароводяных подогревателей.

Таким образом, на всех этапах докотловой обработки воды, процесса работы котлов, установлен контроль за водно-химическим режимом работы котельной. Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2017-2018 гг. представлены в таблице 1.4, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Таблица 1.4 – Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2021 котельная «Центральная»

Показатели	Значения показателей							
	2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	н/д	91989,45	н/д	93032,46	н/д	106987,3	н/д	68754,87

Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	н/д	201,29	н/д	204,8	н/д	204,8	н/д	204,2
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	н/д	4097,12	н/д	4097,12	н/д	4097,12	н/д	4097,12
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	н/д	87892,33	н/д	88935,34	н/д	102890,2	н/д	64657,75
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	199,8	210,67	н/д	196,6	н/д	196,6	н/д	196,6

1.2.2.2. Котельная «РУДО»

Котельная «Рудо» построена в 1950 году.

Котлы заменены в 1988 – 1989 годах. Котельная обслуживает 2127 человек, обслуживаемая площадь составляет 40,4 тыс. кв.м. Котельная отапливает 49 жилых домов, общей площадью 39,1 тыс. квадратных метров

В настоящее время в котельной «РУДО» установлены три угольных паровых котла: два марки КЕ-10-14С (станционные №1 и №3) и один - КЕ-6.5-14С (станционный №2) введенными в эксплуатацию в 1990 и 1992 году, и 1 паровым котлом марки КЕ 6,5-14С стац.№ 2, введенном в эксплуатацию в 1989 году. Котлы имеют номинальную производительность 10 и 6,5 т/ч насыщенного пара соответственно, при давлении 13 кг/см^2. Вертикально-водотрубные котлы имеют номинальную производительность 5,6, 5,6, 3,64 Гкал/ч, без пароперегревателей.

Установленная мощность котельной 15,211 Гкал/ч.

Котлы оборудованы слоевыми топками с решеткой обратного хода с пневмомеханическими забрасывателями (ПМЗ) типа ЗП- 600. При этом марка топок, установленных на котлах ст. № 1, ст.№ 3 - ТЧЗМ-2,8/3,0, на котле ст. №2 – ТЧЗМ 1,8/3,0. приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Характеристики котлоагрегатов котельной «РУДО»

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, кгс/см^2	Номинальная производительность, тонн/час (Гкал/час)	Топочное устройство

КЕ-10-14С	июн. 1992	1	13	10 (5,6)	ТЧЗМ-2,8/3,0
КЕ-6,5-14С	сен. 1989	2	13	6,5 (3,65)	ТЛЗМ-1,8/3,0
КЕ-10-14С	дек. 1990	3	13	10 (5,6)	ТЧЗМ-2,8/3,0

Используемое топливо – бурый уголь марки 3БР.

С центрального склада уголь подвозится автотранспортом на площадку котельной. Периодически бульдозером подталкивается к месту погрузки на транспортер.

Здесь погрузочной машиной ПНБ-2 уголь загружается на транспортерную ленту шириной 500 мм (транспортер № 1). С ленточного транспортера № 1 уголь поступает в дробилку СМД 186, дробится, и ссыпается на следующий ленточный транспортер № 2. По транспортеру № 2 уголь направляется к бункерам котлов. С помощью плужковых сбрасывателей засыпается в угольные бункера котлов.

Из угольного бункера пневмомеханическими забрасывателями (ПМЗ) топливо подается в топку котлов.

По мере сгорания на движущейся решетке образуется шлак и сбрасывается в шлаковый канал. Воздух, необходимый для сжигания топлива, забирается дутьевыми вентиляторами типа ВДН-12,5 производительностью 34400 $м^3$/ч.

Из помещения котельной, подается под колосниковую решетку через воздушные зоны и в воздуховод под ПМЗ.

Дутьевые зоны оборудованы регулирующими шиберами.

По ходу дымовых газов, за топкой, установлена система возврата уноса – бункер и высоконапорный вентилятор для улавливания крупных частиц несгоревшего топлива и возврата их в топку для дожигания.

Далее дымовые газы проходят через экономайзер из чугунных ребристых труб ЭБ 208 (№2), и ЭБ 330И (№1, №3), затем через индивидуальные золоуловители БЦ-2-5х(3+2), которые расположены в здании котельной.

Удаляются уходящие газы дымососами марок ДН-15, расположенному на улице, по системе переключающихся шиберами газоходов, объединяющихся в общий газоход, через дымовую трубу высотой 40 м, диаметр устья 1420 мм.

Общая установленная мощность котельной составляет 15,211 Гкал/час. Присоединенная тепловая нагрузка потребителей – 6,785 Гкал/час. Запас установленной мощности котельной позволяет присоединить к себе дополнительных потребителей, а также использоваться в качестве резервного источника для других районов города.

Нормативные потери в сетях составляют 5937,06 Гкал.

Котельная укомплектована двумя сетевыми насосами марки Д 315/70. Расход топлива составляет 6691,82 тонны угля. Норма расхода условного топлива составляет 6506,59 т.н.т.

Фактический расход условного топлива за 2020 год – 4488,99 т.у.т. Прибор учета

тепловой энергии в наличии.

Общая протяженность тепловых сетей по микрорайону «Рудо» составляет 8,98 км. Состав и производительность установок докотловой обработки воды:

- Марка фильтров ФИПа 1-1,0-0,6-Na-2,

Количество фильтров – 2 шт., заполнены катионитом КУ-2-8. Производительность каждого фильтра 18,1 м3/ч. Общая производительность фильтров 36,2 м3/ч

- Питательные баки – 2 шт. объемом 9 $м^3$. Это емкости, в которой собирается конденсат и химочищенная вода из фильтров перед подачей ее в котлы. Баки соединены между собой трубопроводами

- Солевой бак. Объем 1 $м^3$.

Водоснабжение котельной осуществляется от водозабора «Центральный».

Часть воды направляется в балки охлаждения топок котлов.

Другая часть воды, предназначенная для восполнения потерь пара и конденсата в котловом контуре котельной, проходит подготовку в натрий-катионитовых фильтрах ХВО.

Сырая вода из трубопровода исходной воды поступает в фильтры ФИПа I-1,0-0,6 Na.

В фильтрах вода умягчается до значения общей жесткости 0,02 мг*экв/л. Для умягчения обрабатываемая вода пропускается через слой помещенного в фильтр катионита. При прохождении воды через слой катионита в фильтре содержащиеся в жесткой воде накипеобразующие соли кальция и магния в процессе ионного обмена преобразуются в соли натрия, легкорастворимые в воде.

При «срабатывании» - достижении остаточной жесткости в умягченной воде 0,02 мг*экв/л - фильтр отключается аппаратчиком из рабочей схемы на регенерацию (восстановление обменной способности катионита). В процессе регенерации проводятся взрыхление, пропуск предварительно подготовленного в солевом баке Ду-700 раствора поваренной соли, отмывка. По окончании процесса регенерации фильтр снова готов к работе.

Химочищенная вода поступает в питательные баки. Сюда же поступает конденсат из пароводяных подогревателей.

Из баков полученная питательная вода подается в котлы питательными насосами ЦНСГ 38-176 (в группе три насоса).

Для выполнения требований эксплуатации паровых котлов во время работы котла ежесменно производится периодическая продувка из нижних коллекторов путем открывания имеющихся вентилей на продувочных трубопроводах.

Кроме периодической, производится непрерывная продувка из нижнего барабана.

В котельной установлены пробоотборники - для отбора проб с целью контроля качества исходной, питательной, котловой воды, а также конденсата из пароводяных

подогревателей.

Таким образом, на всех этапах докотловой обработки воды, процесса работы котлов, установлен контроль за водно-химическим режимом работы котельной.

В котлах котловая вода нагревается энергией сгорающего топлива, происходит образование пара.

Пар из барабанов котлов поступает в «Трубопровод пара от котлоагрегатов ст. №1, №2, №3 на подогреватели Б1, Б2, Б3 и на хоз. нужды». По этому основному трубопроводу пар направляется в пароводяные теплообменники для нагрева сетевой воды.

В котельной установлено по одному теплообменнику - на контур теплотрассы «город» - 3ВП-2-80-1,1/1,6, и контур теплотрассы «Школьная» - 3ГП-2-80-1,1/1,6.

Тепловая сеть котельной «Рудо» - водяная, двухтрубная, разделена на два гидравлически независимых контура. Обеспечение нагрузки ГВС осуществляется отбором теплоносителя по открытой схеме с присоединением объектов по зависимой схеме. В котельной имеются две группы сетевых насосов (Д 315-71) - контура «город» и контура «Школьная».

Подпитка теплосети производится водой, подогретой в балках охлаждения котлов.

Шлакозолоудаление мокрое.

Система ШЗУ состоит из шлакового бассейна, системы каналов и циркуляционного багерного насоса 6ШГ-8 (2шт). Шлак и зола из топок котлов падает в свои шлаковые каналы. Зола из бункеров золоуловителей и экономайзеров смывается водой тоже в шлаковые каналы.

Из каналов шлакозоловая смесь уносится водой в бассейн, расположенный на улице.

По мере необходимости погрузочной техникой шлак выгружается из бассейна на шлаковую площадку. Отсюда грузится в автомашины и вывозится.

Все котлы оборудованы термометрами, манометрами и указателями уровня воды в барабанах, автоматами питания, системой регулировки скорости решетки и подачи дутья.

Установлены приборы и системы контроля, управления, сигнализации и противоаварийной защиты технологических процессов.

Показания приборов и системы управления работой котлов выведены на щиты у котлов.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2017-2018 гг. представлена в таблице 2.6, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Таблица 1.6 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2021 гг. котельная «Рудо»

Показатели	Значения показателей							
	2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г. .	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	н/д	21009,31	н/д	19866,08	н/д	18920,08	н/д	12 548,59
Средневзвешенный удельный расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	н/д	207,7	н/д	204,8	н/д	204,8	н/д	204,2
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	н/д	808,4	н/д	808,4	н/д	808,4	н/д	808,4
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	н/д	20134,18	н/д	19057,68	н/д	18111,68	н/д	11740,19
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	н/д	216,94	н/д	204,6	н/д	204,6	н/д	204,6

Из данной таблицы видно, что производство тепловой энергии растет из-за появления новых абонентов, расход топлива колеблется из-за разных режимов загрузки котлов, качества топлива и условий его сжигания.

1.2.2.3. Котельная «ПЕРЕВАЛ»

Котельная «Перевал» была введена в эксплуатацию в 1977 году. Котельная снабжает теплом микрорайон «Квартал» и построенный в 2015 году микрорайон «Березовый».

К котельной присоединено 92 дома, 2 детских сада, Дом культуры «Перевал», Спортивно-оздоровительный комплекс, библиотека и другие объекты соцкультбыта.

С 2013 года по очереди заменены выработавшие срок службы паровые котлы:

КА №1 – в 2014 году, КА №2 – в 2015 году, КА №3 – 2012 году.

В настоящее время в котельной установлены три угольных паровых котла

КЕ 6,5 – 14 С. Суммарная установленная мощность составляет 11,193 Гкал/ч.

Вертикально-водотрубные котлы имеют номинальную производительность 6,5 т/ч насыщенного пара при давлении 13 кг/см2 (3,73 Гкал/ч), без пароперегревателей.

Котлы оборудованы слоевыми топками с решеткой обратного хода ТЛЗМ-1,8/2,7

с пневмомеханическими забрасывателями (ПМЗ) типа ЗП-600. Марки, характеристики, даты установки котлов, тип топочного устройства приведены в таблице 1.7.

Таблица 1.7- Характеристики котлоагрегатов

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, кгс/см^2	Номинальная производительность, тонн/час (Гкал/час)	Топочное устройство
КЕ-6,5-14С	2014	1	13	6,5 (3,731)	ТЛЗМ-1,87/3,0
КЕ-6,5-14С	2015	2	13	6,5 (3,731)	ТЛЗМ-1,87/3,0
КЕ-6,5-14С	2012	3	13	6,5 (3,731)	ТЛЗМ-1,87/3,0

Используемое топливо – бурый уголь марки 3БР.

С центрального склада уголь подвозится автотранспортом на площадку котельной. Периодически бульдозером подталкивается с боков на скреперную дорожку. Ковшом скрепера уголь подается на решетку приемного бункера дробилки углеподачи.

В дробилке СМ-166А дробится, и ссыпается на ленточный конвейер В-500. По конвейеру уголь направляется к бункерам котлов. С помощью плужковых сбрасывателей, засыпается в угольный бункер. Отсюда пневмомеханическими забрасывателями (ПМЗ) подается в топку котлов.

По мере сгорания на движущейся решетке образуется шлак и сбрасывается в шлаковый канал, проходящий под топками всех котлов.

Воздух, необходимый для сжигания топлива, забирается дутьевыми вентиляторами типа ВДН-8 производительностью 26000 м^3/ч.

Из помещения котельной, подается под колосниковую решетку через воздушные зоны и в воздуховод под ПМЗ.

Дутьевые зоны оборудованы регулирующими шиберами.

По ходу дымовых газов, сзади топки, установлена система возврата уноса - бункер и высоконапорный вентилятор для улавливания крупных частиц несгоревшего топлива и возврата их в топку для дожигания.

Дымовые газы от котлов проходят через экономайзеры из чугунных ребристых труб ЭБ 2-177. Затем через индивидуальные золоуловители БЦ-2-4Х(3+2), которые расположены в здании котельной.

Удаляются дымовые газы дымососами марок ДН-15, расположенными на улице, по системе переключающихся шиберами газоходов, объединяющейся в общий газоход, через дымовую трубу высотой 46 м, диаметр устья 1420 мм.

Состав и производительность установок докотловой обработки воды:

- Водоводяной подогреватель исходной воды.

- Фильтры химводоочистки марки ФИПа 1-1,0-0,6-Na-2, производительность каждого 18,1 м3/час,

Количество фильтров - 4 шт, заполнены катионитом КУ-2-8;

Общая производительность фильтров 72,4 м3

Фильтры обвязаны системой трубопроводов, позволяющей подключать их в работу и по первой, и по второй ступени.

- Питательный бак объемом 8 $м^3$. Деаэрация воды пока не производится. Но монтируется Деаэратор ДА- 50.

- Солерастворитель. Объем 2,5 $м^3$.

Водоснабжение котельной происходит из артезианских скважин, расположенных на «промплощадке» карьера «Перевал».

Для питания паровых котлов осуществляется предварительная водоподготовка.

Сырая (исходная) вода из трубопровода исходной воды направляется в водоводяной подогреватель исходной воды, подогревается до 30-40 градусов.

После подогрева исходная вода поступает в Na-катионитные фильтры 1-ой ступени. В них вода умягчается – до значения жесткости 0,2 мг*экв/л. Обрабатываемая вода пропускается через слой помещенного в фильтр катионита КУ-2-8. При прохождении воды через слой катионита содержащиеся в жесткой воде накипеобразующие соли кальция и магния в процессе ионного обмена преобразуются в соли натрия, легкорастворимые в воде.

Затем вода направляется в фильтры второй ступени В фильтрах 2-ой ступени вода умягчается до значения общей жесткости 0,02 мг*экв/л.

При «срабатывании» фильтра - достижении остаточной жесткости в умягченной воде более 0,2 мг*экв/л в первой и 0,02 мг*экв/л во второй ступени – аппаратчик отключает фильтр из рабочей схемы на регенерацию (восстановление обменной способности катионита).

Умягченная вода после 2-ой ступени фильтров поступает в питательный бак объемом 8 м3.

Конденсат после всех пароводяных подогревателей, установленных внутри котельной, по отдельным трубопроводам возвращается в питательный бак.

Из бака полученная питательная вода подается в котлы КЕ 6,5-14С питательными насосами ЦНСГ 38-176 (в группе два насоса).

Для выполнения требований эксплуатации паровых котлов во время работы котла ежесменно производится периодическая продувка из нижних коллекторов путем открывания имеющихся вентилей на продувочных трубопроводах.

Кроме периодической, производится непрерывная продувка из нижнего барабана.

В котельной установлены пробоотборники - для отбора проб с целью контроля качества исходной, питательной, котловой воды, а также конденсата из пароводяных подогревателей.

Таким образом, на всех этапах докотловой обработки воды, процесса работы котлов, установлен контроль за водно-химическим режимом работы котельной.

В котлах котловая вода нагревается энергией сгорающего топлива, происходит

образование пара.

Пар из барабанов котлов поступает в Трубопровод пара от котлоагрегатов ст. №1, №2, №3 до главного коллектора. Затем пар по Трубопроводу пара от главного коллектора до подогревателей Б1, Б2 – направляется в пластинчатые теплообменники Ридан НН43 и сетевые пароводяные подогреватели 4-ВП-2-200-0,6/1,4.

Сетевая вода после пароводяных подогревателей поступает в Верхний тепловой пункт, расположенный отдельно от котельной, и направляется насосами типа 1СД 160 – 45 или Д 200-36 в Нижний тепловой пункт (НТП). НТП расположен в микрорайоне «Перевал» («Квартал). В НТП вода из котельной является греющей в водоводяных подогревателях. После прохождения водоводяных подогревателей вода качающими насосами возвращается в Верхний ТП котельной.

Отпуск потребителям теплоэнергии на отопление и горячее водоснабжение происходит из Нижнего ТП.

Обеспечение нагрузки ГВС потребителей осуществляется отбором теплоносителя из тепловой сети по открытой схеме.

Шлакозолоудаление мокрое. Шлак и зола из топок котлов падает в шлаковый канал. Зола из бункеров золоуловителей и экономайзеров смывается водой тоже в шлаковый канал.

С помощью скребкового транспортера шлак и зола по каналу удаляется в шлаковый бассейн, расположенный на улице. Для циркуляции в шлаковом бассейне установлены грязевые насосы СД100/65 - 2 шт.

По мере необходимости погрузочной техникой шлак из бассейна грузится в автомашины и вывозится.

Все котлы оборудованы термометрами, манометрами и указателями уровня воды в барабанах, автоматами питания, системой регулировки скорости решетки и подачи дутья.

Установлены приборы и системы контроля, управления, сигнализации и противоаварийной защиты технологических процессов. Показания приборов и системы управления работой котлов выведены на щиты у котлов.

Котельная «Перевал» имеет 2 тепловых пункта: «Верхний» и «Нижний». «Верхний» тепловой пункт укомплектован двумя сетевыми насосами марки СД-160/45 и одним насосом Д 200-36. Они используются для перекачки теплоносителя на «Нижний» тепловой пункт.

«Нижний» тепловой пункт укомплектован тремя сетевыми насосами 1-го контура и двумя сетевыми насосами 2-го контура: сетевые насосы 1-го контура – К 100-65-250 - 2 шт. – необходимы для возврата воды на котельную в связи с высоким перепадом высот; сетевые насосы 2-го контура – Д 200 и Д 500– для циркуляции сетевой воды в контуре микрорайона Квартал и контуре микрорайона «Березовый».

В связи с многоконтурностью системы теплоснабжения, наличием промежуточного теплового пункта «Верхний», большим объемом теплопотерь из-за

высокой протяженности (более 4-х километров), ограниченной пропускной способности контура от котельной «Перевал» до теплового пункта «Нижний», а так же вследствие зауженного диаметра трубопровода (диаметр Ду200 мм, при минимально необходимом Ду300 мм), наблюдается нехватка объема теплоносителя для передачи тепловой энергии на теплообменном оборудовании теплового пункта «Нижний».

Подпитка тепловой сети от «Нижнего» теплового пункта происходит водой хозяйственно-питьевого качества без деаэрации.

Расход топлива котельной составляет 9652,55 тонны угля за 2020 год.

Нормативный расхода топлива составляет 0,3457 т.н.т./Гкал.

Фактический расход условного топлива составил в 2020 г. – 7279,16 т.у.т.

Общая протяженность тепловых сетей от котельной «Перевал» составляет 8,2 км.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2017-2018 гг. представлена в таблице 1.8, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Таблица 1.8 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2021 гг. котельная «Перевал»

Показатели	Значения показателей							
	2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	н/д	37341,29	н/д	30741,41	н/д	27946,736	н/д	20819,32
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	н/д	1286,01	н/д	1286,01	н/д	1286,01	н/д	1286,01
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	н/д	36055,28	н/д	29455,4	н/д	26660,726	н/д	19533,31
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	н/д	224,77	н/д	199,8	н/д	199,8	н/д	199,8

Из данной таблицы видно, что производство тепловой энергии зависит от погодных условий, расход топлива колеблется из-за разных режимов загрузки котла, качества топлива и условий его сжигания.

Одним из заданий концессионеру, в соответствии с приложением №3 к концессионному соглашению №05-52-10/18 от 11.07.2018 года, в части

реконструкции существующих котельных, является монтаж котла КЕ-6,5-14С №4 на котельной «Перевал».

В летний период 2020-2021 года на котельной, силами ООО «УКС», при поддержке Администрации Слюдянского городского муниципального образования, проведена масштабная реконструкция газовоздушного тракта котлов, системы подпитки котлов, установлен подогреватель подпитки сетевой воды, изменена схема циркуляции нагреваемой воды через теплообменные аппараты путем последовательного их подключения и на протяжении всего отопительного сезона 2021-2022 года в эксплуатации одновременно находились только 2 единицы, даже в период пиковых нагрузок. Температурный график котельной «Перевал» - от +70 °С в подающем трубопроводе при температуре наружного воздуха +10 °С и до +110 °С в подающем трубопроводе при температуре наружного воздуха -28 °С и ниже.

На данный момент мощности котельной «Перевал» хватает для обеспечения потребностей всех потребителей тепловой энергии в полном объеме, в то же время, при увеличении присоединенной нагрузки, в том числе и при запуске нового здания бассейна, решающее значение в настоящее время будет иметь не монтаж дополнительной котловой ячейки №4 на котельной «Перевал», а увеличение пропускной способности трубопроводов второго контура путем полной замены трубопроводов от теплового контура «Верхний» до теплового пункта «Нижний» с увеличением диаметра.

1.2.2.4. Котельная «СТРОЙКА»

Котельная «Стройка» была введена в эксплуатацию в 1970 г. без проекта, и в процессе эксплуатации неоднократно подвергалась изменениям, теплоснабжение микрорайона «Стройка» в настоящее время является остро стоящей проблемой в системе теплоснабжения Слюдянского городского муниципального образования.

После замены котельных ячеек №1 и №2 КВм-1,16 на один котел КВм-2,5-95ШП в летний период 2021 года котельная оснащена одним водогрейным котлом марки КВм-2,5-95ШП (2,15 Гкал/час) и тремя котлами марки КВм-1,25-95ШП (1,074 Гкал/час). Характеристики котлов приведены в таблице 1.9.

Общая установленная мощность котельной 6,46 Гкал/ч при суммарной присоединенной нагрузке 3,776 Гкал/час. Не смотря на расчётный профицит мощности в 30 %, в отопительный период с середины октября и по апрель в постоянной эксплуатации находится 4 котла, котельная работает без резерва, выход из строя любой из котловых ячеек в этот период (особенно котла КВм-2,5-95ШП, так как он несет большую часть нагрузки) существенно сказывается в сторону ухудшении теплоснабжения. В соответствии с температурным графиком работы котельной, при температуре наружного воздуха от -18 °С и до -28 °С, температура теплоносителя в подающей линии должна составлять от +65 °С и до +75 °С, что реализуемо при

текущем состоянии котлового оборудования, но не позволяет обеспечить резерв котлового оборудования.

Таблица 1.9 - Характеристики котлоагрегатов

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, кгс/см^2	Номинальная производительность, Гкал/час	Топочное устройство
КВм-2,5-95ШП	2021	1	Не выше 7,0	2,15	ТШПМ 2,5
КВм-2,5-95ШП	2024	1	Не выше 7,0	2,15	ТШПМ 2,5
КВм-1,25-95ШП	2019	3	Не выше 7,0	1,074	ТШПМ 1,45 Механическая моноблочная с неподвижной решеткой с поворотными колосниками и механической загрузкой топлива
КВм-1,25-95ШП	2020	5	Не выше 7,0	1,074	

С 2018 года, силами концессионера ООО «УКС», на котельной «Стройка» проводится реконструкция, включающая в себя монтаж трех новых котлов КВм-1,25 и одного котла КВм-2,5 со вспомогательным оборудованием.

В котельной микрорайона «Стройка» существует одноконтурная система теплоснабжения (контур тепловой сети). Котельная укомплектована тремя сетевыми насосами Д-315-70.

Расход топлива за 2020 год составляет 5387,81 тонны угля. Норматив расхода топлива составляет 0,4221 т.н.т./Гкал.

Фактический удельный расход условного топлива в 2020 г. – 2979,09 т.у.т.

Общая протяженность тепловых сетей составляет 2,945 км.

В 2021г. на котельной «Стройка» была установлена система химводоподготовки в технологической схеме на базе комплексонатной установки.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2018-2020 гг. представлена в таблице 1.10, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Таблица 1.10 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2021 гг. котельная «Стройка».

Показатели	Значения показателей							
	2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет

Производство тепловой энергии, Гкал	н/д	11774,18	н/д	12164,6	н/д	12772,83	н/д	7856,58
Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	н/д	254,16	н/д	204,8	н/д	204,8	н/д	204,2
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	н/д	157,11	н/д	157,11	н/д	157,11	н/д	157,11
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	н/д	11617,07	н/д	12007,49	н/д	12615,72	н/д	7699,47
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	н/д	256,98	н/д	244	н/д	244	н/д	244

Из года в год явно растет норматив удельного расхода топлива на выработку и отпуск тепловой энергии. Этот рост обусловлен повышенным износом оставшегося не заменённым оборудования и периодическим выходом его из строя. Самым оптимальным вариантом решения проблемы является глубокая модернизация котельной, включающая в себя демонтаж водяных котлов КВр-1,16 (1,25) №1, №2 и №3 и монтаж двух котлов типа КВм-2,5-95ШП мощностью 2,15 Гкал/час каждый, с переоборудованием систем топливоподачи, автоматики, шлакозолоудаления. Данное мероприятие позволит не только заменить изношенное оборудование, но и получить резерв мощности, который возможно направить на теплоснабжение объектов микрорайона «Перевал» (Школа №2, МКД по адресу ул. Куприна №50, и №40).

1.2.2.5. Котельная «СМП»

Котельная введена в эксплуатацию в 1977 году.

Общая установленная мощность котельной «СМП» - 3,52 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 2,004 Гкал/час. Котельная имеет один резервный котел на случай аварии в пиковые морозы.

Характеристики котлов приведены в таблице 1.11.

Таблица 1.11- Характеристики котлоагрегатов

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, кгс/см2	Номинальная производительность, Гкал/час	Топочное устройство
КВм-1,16(1,0)	2016 (2020 год посл.кап.ремонта)	1	Не выше 7,0	1,0	ТШПМ 1,45. Механическая моноблочная с неподвижной решеткой с поворотными колосниками и механической загрузкой топлива
КВм-1,16(1,0)	2010	2	Не выше 7,0	1,0	
КВм-1,16 (1,0)	2007	3	Не выше 7,0	1,0	
КВр-0,6	2024	4	Не выше 7,0	0259	С неподвижной решеткой и ручной загрузкой топлива

Котельная укомплектована двумя сетевыми насосами для систем отопления и вентиляции Д-200-90, двумя сетевыми насосами на горячее водоснабжение К 100-65-200.

Расход топлива за 2020 год составляет – 2440,35 тонны угля.

Норматив расхода топлива составляет – 0,413 т . н .т./Гкал.

Фактический расход условного топлива за 2020 год 1661,37 т.у.т.

Протяженность тепловых сетей микрорайона - 3,03 км.

Теплоноситель – горячая вода с параметрами на отопление – 75-60 °С, горячее водоснабжение – 60 °С.

На протяжении последних 5 лет котельная «СМП» обеспечивает стабильным теплоснабжением потребителей микрорайона.

В 2021г. на котельной «Стройка» была установлена система химводоподготовки в технологической схеме на базе комплексонатной установки.

Отсутствие циклонов на котельной приводит к преждевременному износу тягодутьевого оборудования и загрязнению окружающей среды.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2018-2020 гг. представлена в таблице 1.12, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Таблица 1.12 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2021 гг. котельная «СМП»

Показатели	Значения показателей							
	2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет	н/д	4350,99
Производство тепловой энергии, Гкал	н/д	6099,49	н/д	5914,047	н/д	5914,05	н/д	204,2

Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	н/д	229,08	н/д	204,8	н/д	204,8	н/д	122,18
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	н/д	122,18	н/д	122,18	н/д	122,18	н/д	4228,81
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	н/д	5977,31	н/д	5791,867	н/д	5971,87	н/д	238,7
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	н/д	232,06	н/д	238,7	н/д	238,7	н/д	4350,99

Из данной таблицы видно, что производство тепловой энергии зависит от погодных условий. Расход топлива колеблется из-за разных режимов загрузки котлов, качества топлива и условий его сжигания.

1.2.2.6. Котельная «Ростелеком»

Котельная «Ростелеком» была введена в эксплуатацию в 1962 г. Характеристики котлов приведены в таблице 1.13.

Общая установленная мощность котельной составляет 0,747 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 0,173 Гкал/час.

Таблица 1.13- Характеристики котлоагрегатов

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, кгс/см^2	Номинальная производительность, Гкал/час	Топочное устройство
КВД	2016	1	Не выше 7,0	0,488	С неподвижной решеткой и ручной
Универсал-6	1970	2	Не выше 7,0	0,259	

Котельная укомплектована двумя сетевыми насосами К20/30 замененных в 2021 г.

Расход топлива за 2 год составляет 134,67 тонны угля.

Норматив расхода топлива составляет 0,3694 т.н.т./Гкал.

Фактический расход условного топлива в 2020 год – 143,421 т.у.т.

Общая протяженность тепловых сетей составляет 137 м.

Котельная оборудована минимальным набором измерительных приборов и автоматики, кроме того, отсутствует система химводоподготовки, что пагубно влияет на всю систему теплоснабжения от этой котельной.

Отсутствие циклонов на котельной приводит к загрязнению окружающей среды.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2018-2020 г.г. представлена в таблице 1.14, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой

энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Таблица 1.14 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2021 гг. котельная «Ростелеком»

Показатели	Значения показателей							
	2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	н/д	548,01	н/д	466,30	н/д	423,91	н/д	412,07
Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	н/д	229,08	н/д	204,8	н/д	204,8	н/д	204,2
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	н/д	27,72	н/д	27,72	н/д	27,72	н/д	27,72
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	н/д	520,29	н/д	438,58	н/д	396,19	н/д	384,35
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	н/д	232,06	н/д	256,4	н/д	256,4	н/д	249,9

Из данной таблицы видно, что производство тепловой энергии зависит от погодных условий. Расход топлива колеблется из-за разных режимов загрузки котлов, качества топлива и условий его сжигания

1.2.2.7. Котельная «Резерв»

Котельная «Резерв» была введена в эксплуатацию в 2000 г. Характеристики котлов приведены в таблице 1.15.

Общая установленная мощность котельной составляет 1,2 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 0,468 Гкал/час.

Таблица 1.15 - Характеристики котлоагрегатов

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, кгс/см^2	Номинальная производительность, Гкал/час	Топочное устройство
КВр-0,6КБ	2014	1	Не выше 7,0	0,6	С неподвижной решеткой и ручной
КВр-0,6КБ	2014	2	Не выше 7,0	0,6	

Котельная укомплектована двумя сетевыми насосами К20/30.

Расход топлива за 2020 год составляет 888,81 тонны угля. Норматив расхода топлива составляет 0,4056 т.н.т./Гкал.

Фактический расход условного топлива в 2020 г. – 385,15 т.у.т. Общая

протяженность тепловых сетей составляет 520 м.

Котельная оборудована минимальным набором измерительных приборов и автоматики, кроме того, отсутствует система химводоподготовки, что пагубно влияет на всю систему теплоснабжения от этой котельной.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2018-2020 гг. представлена в таблице 1.16, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Таблица 1.16 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2021 гг. котельная "Резерв"

Показатели	Значения показателей							
	2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	н/д	1367,46	н/д	2094,22	н/д	2722,48	н/д	1060,1
Средневзвешенный удельный расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	н/д	216,48	н/д	204,8	н/д	204,8	н/д	204,2
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	н/д	17,53	н/д	17,53	н/д	17,53	н/д	17,53
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	н/д	1349,93	н/д	2076,69	н/д	2704,95	н/д	1042,57
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	н/д	223,5	н/д	254,5	н/д	254,5	н/д	256,4

Из данной таблицы видно, что производство тепловой энергии растет из-за подключения новых абонентов. Расход топлива колеблется из-за разных режимов загрузки котлов, качества топлива и условий его сжигания.

1.2.2.8. Котельная «Собственная база»

Котельная «Собственная база» была введена в эксплуатацию в 1970 г. Характеристики котлов приведены в таблице 1.17.

Общая установленная мощность котельной составляет 0,728 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 0,241 Гкал/час.

Таблица 1.17 - Характеристики котлоагрегатов

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, кгс/см^2	Номинальная производительность, Гкал/час	Топочное устройство
КВД	2015	1	Не выше 7,0	0,488	С неподвижной решеткой и ручной загрузкой топлива
Универсал-6	1970	2	Не выше 7,0	0,259	

Котельная укомплектована двумя сетевыми насосами К 90/35А. Расход топлива составляет 276,47 тонны угля. Норматив расхода топлива составляет 0,3858 т. у.т./Гкал. Общая протяженность тепловых сетей составляет 337 м.

Котельная оборудована минимальным набором измерительных приборов и автоматики, кроме того, отсутствует система химводоподготовки, что пагубно влияет на всю систему теплоснабжения от этой котельной.

Отсутствие циклонов на котельной приводит к загрязнению окружающей среды.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2018-2020 гг. представлена в таблице 2.18, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Таблица 1.18 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2021 гг. котельная «Собственная база»

Показатели	Значения показателей							
	2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	н/д	1088,46	н/д	939,58	н/д	854,17	н/д	1095,79
Средневзвешенный удельный расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	н/д	183,2	н/д	204,8	н/д	204,8	н/д	204,2
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	н/д	747,84	н/д	513,48	н/д	513,48	н/д	747,84
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	н/д	340,62	н/д	426,10	н/д	340,62	н/д	347,95
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	н/д	186,49	н/д	254,6	н/д	254,6	н/д	254,6

1.2.2.9. Котельная «Дом ребенка»

Котельная «Дом ребенка» была введена в эксплуатацию в 1979 г. Характеристики котлов приведены в таблице 1.19.

Общая установленная мощность котельной составляет 0,976 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 0,253 Гкал/час.

Таблица 1.19 - Характеристики котлоагрегатов

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, кгс/см^2	Номинальная производительность, Гкал/час	Топочное устройство
КВД	1980	1	Не выше 7,0	0,488	С неподвижной решеткой и ручной загрузкой топлива
КВД	2012	2	Не выше 7,0	0,488	

Котельная укомплектована тремя сетевыми насосами К30/40 – 2 шт., К20/30 – 1 шт.

Расход топлива за 2020 год составляет 465,82 тонны угля.

Норматив расхода топлива составляет 0,3331 т.у.т./Гкал.

Общая протяженность тепловых сетей составляет 60 м.

Котельная оборудована минимальным набором измерительных приборов и автоматики, кроме того, отсутствует система химводоподготовки, что пагубно влияет на всю систему теплоснабжения от этой котельной.

Ввиду того, что в 2021 году было выполнено концессионное мероприятие по объединению котельных Дом Ребенка и Рудо, котельная Дом Ребенка в настоящий момент используется в резерве, в качестве теплового пункта. В летний период времени отапливает единственный объект Детский туберкулезный санаторий "Нерпёнок".

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2018-2020 гг. представлена в таблице 1.20, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Таблица 1.20 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2021 гг. котельная «Дом Ребенка»

Показатели	Значения показателей							
	2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	н/д	1043,73	н/д	1271,75	н/д	1440,27	н/д	850,19

Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	н/д	215,85	н/д	335,89	н/д	204,8	н/д	204,2
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	н/д	33,21	н/д	33,21	н/д	33,21	н/д	33,21
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	н/д	1010,52	н/д	1238,54	н/д	1407,06	н/д	816,98
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	н/д	224,7	н/д	254,5	н/д	254,5	н/д	254,4

1.2.2.10. Котельная «Сухой ручей»

Котельная «Сухой ручей» была введена в эксплуатацию в 2003 г. для теплоснабжения поселкового дома культуры и многоквартирного жилого дома. Характеристики котлов приведены в таблице 1.21.

Общая установленная мощность котельной составляет 0,104 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 0,118 Гкал/час. Существует нехватка тепловой мощности котельной на период пиковых морозов.

Таблица 1.21 - Характеристики котлоагрегатов

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, кгс/см^2	Номинальная производительность, Гкал/час
РТЕ-60	2013	1, 2	Не выше 7,0	0,052х2

Котельная укомплектована двумя сетевыми насосами К20/30 – 1 шт. Общая протяженность тепловых сетей составляет 60 м.

Котельная оборудована минимальным набором измерительных приборов и автоматики, кроме того, отсутствует система химводоподготовки, что пагубно влияет на всю систему теплоснабжения от этой котельной.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2018-2020 гг. представлена в таблице 1.22, в которой указаны плановые и фактические показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии, норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

Таблица 1.22 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2018-2021 гг. электрокотельная Сухой ручей

Показатели	Значения показателей							
	2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	н/д	290,97	н/д	302	н/д	313	н/д	313,45
Расход электроэнергии, кВт/ч	н/д	288461,0	н/д	290086,0	н/д	291317,0	н/д	287082

1.2.3. Среднегодовая загрузка оборудования

При планировании работы котельного оборудования определяется продолжительность его работы, выработка и отпуск тепловой энергии, загрузка и затраты тепловой энергии на собственные нужды. В таблица 1.23 приведена плановая динамика основных технико-экономических параметров работы котельного оборудования по каждой котельной на 2024 год.

Таблица 1.23 Производство и отпуск тепловой энергии в разрезе теплоисточников за 2024 год

Наименование показателя	Ед. изм.	Факт 2024 года (он же план на 2025 год)	ЦК	Рудо	Перевал	Стройка	Дом ребенка	Собств. база	Ростелеком	СМП	Резерв	Сухой ручей
Вид используемого топлива			*Уголь бурый*	*Уголь бурый*	*Уголь бурый*	*Уголь бурый*	*Уголь каменный*	*Уголь каменный*	*Уголь каменный*	*Уголь бурый*	*Уголь каменный*	ЭЭ
Нормативный удельный расход условного топлива при производстве тепловой энергии	*кг у.т./ Гкал*		*196,00*	*204,60*	*199,80*	*244,00*	*254,40*	*254,60*	*249,90*	*238,70*	*256,40*	-
Выработка тепловой энергии	Гкал	137 782,0	76 787,0	16 804,3	25 645,7	9 518,1	887,7	466,9	390,6	5 555,4	1 245,5	480,6
Отпуск в сеть	Гкал	137 782,0	76 787,0	16 804,3	25 645,7	9 518,1	887,7	466,9	390,6	5 555,4	1 245,5	480,6
Потери	Гкал	*32 758,0*	*14 488,4*	*5 937,1*	*7 612,9*	*2 256,1*	*34,9*	*171,9*	*54,9*	*1 709,0*	*291,5*	*201,4*
Полезный отпуск по группам потребителей	Гкал	*105 024,0*	*62 298,6*	*10 867,2*	*18 032,8*	*7 262,0*	*852,9*	*295,1*	*335,7*	*3 846,5*	*954,1*	*279,2*
населению	Гкал	73 075,5	36 974,9	9 525,2	15 890,1	6 745,4	0,0	45,8	335,7	3 047,7	326,9	183,8
на отопление	Гкал	64 764,4	33 292,4	8 485,1	13 931,4	5 965,2	0,0	37,0	300,3	2 255,2	314,0	183,8
на горячее водоснабжение	Гкал	8 311,0	3 682,5	1 040,1	1 958,7	780,1	0,0	8,8	35,5	792,5	12,9	0,0
бюджетным потребителям	Гкал	12 764,3	8 576,4	774,0	1 598,8	134,9	852,9	0,0	0,0	731,8	0,0	95,5
в т.ч. отопление	Гкал	11 767,6	7 873,0	741,0	1 385,9	132,9	852,9	0,0	0,0	686,8	0,0	95,2
горячее водоснабжение	Гкал	996,8	703,4	33,1	212,9	2,0	0,0	0,0	0,0	45,0	0,0	0,3
прочим потребителям	Гкал	19 184,2	16 747,2	568,0	543,8	381,7	0,0	249,3	0,0	67,0	627,2	0,0
в т.ч. отопление	Гкал	18 110,2	15 749,5	543,7	535,4	347,5	0,0	246,6	0,0	63,8	623,7	0,0
горячее водоснабжение	Гкал	1 074,0	997,74	24,28	8,40	34,22	0,00	2,66	0,00	3,22	3,47	0,00

1.2.4 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Учет произведенного тепла ведется расчетным способом на основании расхода топлива.

1.2.5 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

№	Наименование акта	объект отказа
1	Акт № 2-ТИ-2019 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей в ночь с 24.11.2019 на 25.11.2019	котельная СМП, нарушение электрического контакта, размыкание, обрыв цепи
2	Акт № 3-ТИ-2019 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей в 02.12.2019 года	котельная СМП, нарушение электрического контакта, размыкание, обрыв цепи

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

В соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок (ПТЭТЭ) для рассматриваемого энергетического объекта производится периодическая Экспертиза промышленной безопасности опасного производственного объекта.

При проведении лицензирования деятельности ООО «УКС», ООО «МЕТАЛЛОТЕСТ» была произведена экспертиза промышленной безопасности на здания Группы котельных («Центральная», «Перевал», «Рудо») рег. № А67-03089-0001 от 17.10.2019, III класс опасности:

Котельная «Перевал», Иркутская область, г.Слюдянка, ул.Перевальская, д.1, лит. М, регистрационный номер заключения в реестре Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 67-ЗС-08912-2020 от 25.08.2020. Согласно ведомости дефектов выявлено 16 замечаний капитального характера, влияющих на дальнейшую безопасную эксплуатацию:

имеются незначительные повреждения в виде трещин, отслоения штукатурного слоя, наличие участков на стене здания с растрескиванием штукатурного слоя в связи попаданием атмосферных осадков;

оконные проемы - гниение древесины оконных рам, Критерий технического состояния оконных проемов - ограниченно работоспособное техническое состояние;

перекрытия - имеются повреждения в виде замачивания плит перекрытия;

обширные повреждения строительных конструкций.

Котельная «Центральная», Иркутская область, г.Слюдянка, ул.Бабушкина, 23, регистрационный номер заключения в реестре Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 67-ЗС-08913-2020 от

25.08.2020. Согласно ведомости дефектов выявлено 32 замечания капитального характера, влияющих на дальнейшую безопасную эксплуатацию:

выполнить усиление плиты покрытия в осях «11-12/А-Б» на отм. +19,60м;

выполнить усиление балки перекрытия на отм. +16,20м в осях «9-10/А-Б»;

очистить металлоконструкции ферм покрытия в осях «8-14/А-Е» на отм. +12.00м от пыли и грязи;

выполнить ремонт колонн здания на отм. +0.00м, +3,60м;

выполнить ремонт наружных стен здания;

выполнить отмостку по всему периметру здания;

обширные повреждения строительных конструкций.

Котельная «Рудо», Иркутская область, г.Слюдянка, ул.Слюдяная, 4, регистрационный номер заключения в реестре Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору 67-ЗС-08914-2020 от 25.08.2020. Согласно ведомости дефектов выявлено 10 замечаний капитального характера, влияющих на дальнейшую безопасную эксплуатацию:

выполнить ремонт перекрытия здания;

устранить замачивание подвального помещения на отм. -2,00 м;

выполнить ремонт внутренних стен здания в осях «Б-В/3» с отм. -2.00м до отм. - 0.50м;

выполнить перемычку ввода галереи по оси «2/Д-Е» на отм. +8.00м в металлическом исполнении на всю ширину стены здания с заделкой в кладку стены на глубину не менее 350мм;

по оси «2/Д-Е» с отм. + 5.40м. до отм. + 11.80м нанести защитный штукатурный слой, используя цементно-песчаный раствор класса не ниже В10;

выполнить заделку деформационного шва по оси «5/Ж» используя цементно-песчаный раствор класса не ниже В10, предварительно зачистить поврежденный участок до прочного слоя;

организовать водосток с кровли здания в осях «1-7/Жщ «2/В-Д»;

заменить поврежденные асбоцементные листы на аналогичные;

выполнить отмостку по всему периметру здания.

Экспертиза проводилась с целью определения соответствия объектов экспертизы предъявляемым к ним требованиям промышленной безопасности и установления срока дальнейшей безопасной эксплуатации объектов экспертизы, с указанием условий дальнейшей безопасной эксплуатации.

Техническое состояние здания котельных по результатам проведенных экспертиз, оценивается как ограниченно-работоспособное, установлено, что объект экспертизы соответствуют требованиям промышленной безопасности. Установлен срок дальнейшей безопасной эксплуатации зданий котельных - 3 года до 1 апреля 2023 года.

Для дальнейшей безаварийной эксплуатации требуется проведение капитального ремонта зданий котельных. Стоимость капитального ремонта здания котельной «Центральная», котельной «Рудо», котельной «Перевал» составляет порядка 21,3 млн. руб.

На основании предоставленной информации следует вывод, что имеются запреты на дальнейшую эксплуатацию источников тепловой энергии «Рудо», «Центральная», «Перевал».

1.2.7 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

Источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, на территории городского поселения Слюдянка присутствует котельная с комбинированной выработкой электрической энергии сопровождается подачей тепловой энергией.

Часть 3 " Тепловые сети, сооружения на них"

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

Транспорт тепла от источника осуществляется по магистральным и распределительным тепловым сетям. Схема теплоснабжения от котельных тупиковая. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям принято качественным способом по температуре наружного воздуха в соответствии с утвержденными температурными графиками для каждой котельной при расчетной температуре наружного воздуха -28 °С.

Время работы тепловой сети ограничено отопительным сезоном, в межотопительный сезон горячее водоснабжение отсутствует, за исключением микрорайона СМП.

Общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 31,364 км. Характеристики тепловых сетей приведены в Главе 8 «Тепловые сети»

Длины трубопроводов и температурные графики котельных представлены в таблице 1.33, а на рисунке 1.3 – деление тепловых сетей по диаметрам.

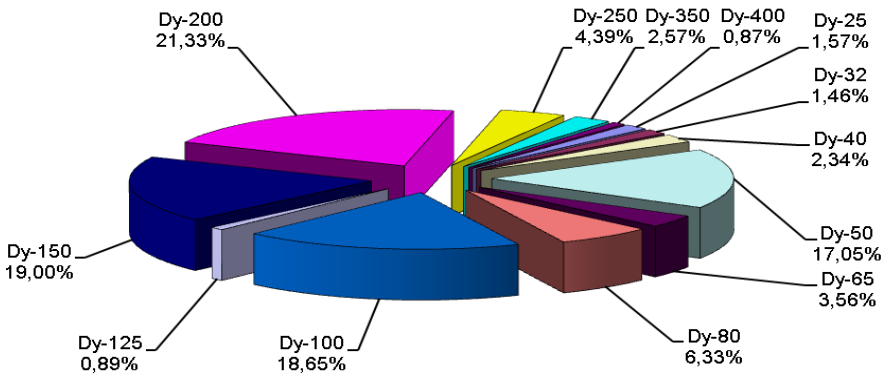


Таблица 1.33 - Протяженность тепловых сетей от источников тепловой энергии

Источник тепловой энергии	Вид теплоносителя	Протяженность тепловых сетей в 2- х трубном исчислении, км	Температурный график
Котельная «Центральная»	вода/пар	23,492	95/70
Котельная «Рудо»	вода	10,782	95/70
Котельная «Перевал» (м-н «Березовый»)	вода	11,358	110/70
Котельная «СМП»	вода	2,566	75-60
Котельная «Стройка»	вода	3,437	75-60
Котельная «Собственная база»	вода	0,372	75-60
Котельная «Дом Ребенка»	вода	0,06	75-60
Котельная «Ростелеком»	вода	0,137	75-60
Котельная «Резерв»	вода	0,520	75-60
Котельная «Сухой ручей»	вода	0,385	75-60
всего		53,109	

Рисунок 1.3 – Доля тепловых сетей по диаметрам

В структуре тепловых сетей имеются 2 центральных тепловых пункта, а также на проблемных (удаленных) участках установлены повысительные насосы.

Основная масса тепловых сетей – двухтрубная с открытым водоразбором, тепловая сеть от котельной СМП – 4-х трубная.

Тип присоединения потребителей к тепловым сетям – непосредственное, без смешения. В связи со срезкой температурного графика отпуска тепловой энергии

с Центральной котельной в жилых домах были отключены элеваторные узлы. Потребление тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения не регулируется и осуществляется фактически с параметрами тепловой сети.

Аварийность на сетях во время отопительного сезона со сверхнормативным отключением зданий имеется в небольших объемах, малочисленные прорывы трубопроводов бывают только во время гидравлических испытаний системы и устраняются в кратчайшие сроки. Качество предоставляемых услуг соответствует требованиям законодательства.

Приборы коммерческого учёта тепловой энергии на котельных запланированы к установке и к вводу в эксплуатацию в период 2021-2023 годов, у потребителей приборы учета имеются только в нескольких жилых зданиях, при этом некоторые работают в тестовом режиме. Учет тепловой энергии, отпущенной котельными в тепловые сети, определяется расчетным методом.

Бесхозяйные сети по данным администрации отсутствуют, однако в процессе обследования было выявлено, что в настоящее время отсутствует договоренность по сетям, расположенным на территории промплощадок РЖД.

По имеющейся информации, наибольшая часть тепловых сетей проложена более 15 лет назад (это свидетельствует о высокой степени износа – более 50%), следовательно, в соответствии с пунктом 123 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 №808, рассматриваемые теплопроводы относятся к категории малонадежных сетей. Наибольшую долю переложенных сетей составляют распределительные сети. Внутриквартальные сети перекладываются чрезвычайно ограниченно. Перекладка теплосетей обусловлена, как правило, аварийными ситуациями на существующих сетях.

На территории городского поселения преимущественно используется подземный способ прокладки теплосетей. Надземная прокладка имеет ограниченные объемы.

Изоляция тепловых сетей выполнена минераловатными плитами. Современная изоляция встречается на части тепловых сетей. В настоящее время при ремонтах в межотопительный период производиться замена изоляции согласно современным требованиям. В виду того, что большинство сети теплоизолированы минераловатными плитами, во всех тепловых камерах, где производятся работы по переключениям, теплоизоляция на трубопроводах отсутствует с целью обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала. Применение ППУ изоляции позволит теплоизолировать трубопроводы в тепловых камерах, тем самым сократив тепловые потери при передаче, и обеспечит безопасность работы обслуживающего персонала.

В качестве компенсирующих устройств на магистральных и распределительных тепловых сетях используются преимущественно «П»-образные

компенсаторы и естественные повороты тепловых сетей.

Из анализа исходной информации следует, что рассматриваемые тепловые сети в целом находятся в удовлетворительном состоянии. Однако имеются серьезные нарушения целостности теплоизоляционного слоя, что является следствием превышения нормативного срока эксплуатации трубопроводов на данных участках и нарушением технологии производства строительно-монтажных работ. Следовательно, первоочередной задачей для модернизации системы теплоснабжения является ремонт изоляции на участках, имеющих пониженные изоляционные свойства.

1.3.2 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

Приведены в таблице 1.3.6. данного раздела.

1.3.3 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Секционирующие задвижки из низколегированной стали, чугуна и регулирующие дроссельные шайбы размещены в узлах присоединения распределительных сетей потребителей к магистральным тепловым сетям непосредственно в индивидуальных тепловых пунктах зданий потребителей, а также тепловых камер, по одной на каждый (прямой и обратный) трубопроводы.

1.3.4 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов

Тепловые павильоны систем теплоснабжения на территории городского поселения Слюдянка отсутствуют. Тепловые камеры в г.п. Слюдянка выполнены из бетонных блоков и ж.б. колец и монолитного железобетона.

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

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

Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе

в зависимости от температуры наружного воздуха. Фактические графики работы источников тепловой энергии – 110/70 °С, 95/70 °С и 75/60 °С.

На территории города принята открытая система ГВС с непосредственным разбором теплоносителя из подающего трубопровода. Отпуск теплоносителя в сеть от котельной осуществляется в отопительный сезон.

Среднемесячные температуры наружного воздуха, в соответствии с которыми осуществляется регулирование отпуска тепловой энергии согласно СНиП 23-01-99 «Строительная климатология», представлены в таблице 1.35.

Таблица 1.35 - Среднемесячные температуры наружного воздуха

Месяц	**Среднемесячная температура наружного воздуха, °С**
Январь	-17,4
Февраль	-17
Март	-9,9
Апрель	-0,3
Май	6
Июнь	11,8
Июль	15,3
Август	14,2
Сентябрь	7,8
Октябрь	-1,7
Ноябрь	-7,3
Декабрь	-13,5
Год	-0,7

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

Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети соответствуют утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети и соблюдаются путем использования средств автоматизации котельных.

1.3.7. Насосные станции и тепловые пункты

На тепловых сетях установлено два центральных тепловых пункта: от «Центральной» котельной и от котельной «Перевал».

Перечень и характеристики оборудования тепловых пунктов представлены в таблице 1.34.

Таблица 1.34 - Характеристики оборудования тепловых пунктов

Название теплового пункта	Насосы			Теплообменный аппарат				
	Назначение	Марка	Кол-во	Марка	Тип исполнения	Тепло-носитель	Назначени	Кол-во
	Сетевой	Д 630/90	2	ПСВ-315-14-	кожухо-трубный	пар/вода	отопление +ГВС	3

«Центральный тепловой	конденсатный	К90/45	2					
«Нижний тепловой пункт Перевал»	сетевой	Д500-63	2	14-273*4-1,0-РГ-480.0	кожухо-трубный	вода/вода	отопление +ГВС	2
		4Д200-90а	2					
	2-го контура	К100-65-250	2	ПСВ-315-14-23	кожухо-трубный	вода/вода	отопление +ГВС	2
		1Д250-125	1	ВВПИ 400.21.30R	кожухо-трубный	вода/вода	отопление +ГВС	2
	подпиточный	КМ 45/30	2	НН-21-16/2-ТКТМ 93	кожухо-трубный	вода/вода	отопление +ГВС	2

1.3.8. Характеристики тепловых камер, павильонов и арматуры

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях выполнены в подземном исполнении и имеют следующие конструктивные особенности:

- основание тепловых камер – монолитное железобетонное;
- стены тепловых камер выполнены в железобетонном исполнении из блоков или кирпича; имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением стен монолитным железобетоном;
- перекрытие тепловых камер выполнено из сборного железобетона.

В качестве секционирующей арматуры на магистральных тепловых сетях выступают стальные клиновые литые задвижки с выдвижным шпинделем.

1.3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлические режимы отпуска тепловой энергии от источников рассмотрены в разделе 1.6.3 части 6 главы 1.

На территории жилой застройки отсутствуют центральные и квартальные тепловые пункты, осуществляющие регулирование отпуска тепловой энергии группам потребителей, и насосные станции. Необходимые параметры гидравлического режима тепловой сети обеспечиваются сетевыми насосами, установленными на источниках теплоснабжения.

Потребители подключены по непосредственным схемам с наличием/отсутствием водоразбора на нужды ГВС.

Типовые схемы подключения потребителей к системе централизованного теплоснабжения представлены на рисунках 1.4 – 1.5. Существенным недостатком таких схем является невозможность автоматического регулирования потребления тепловой энергии жилыми и административными зданиями. Однако главным преимуществом схемы является простота, т.е. схема не требует обязательного наличия такого дорогостоящего оборудования, как насосы, регулирующие клапаны и пр.

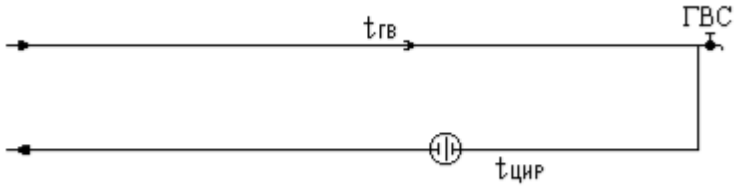


Рисунок 1.4 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением к системе отопления

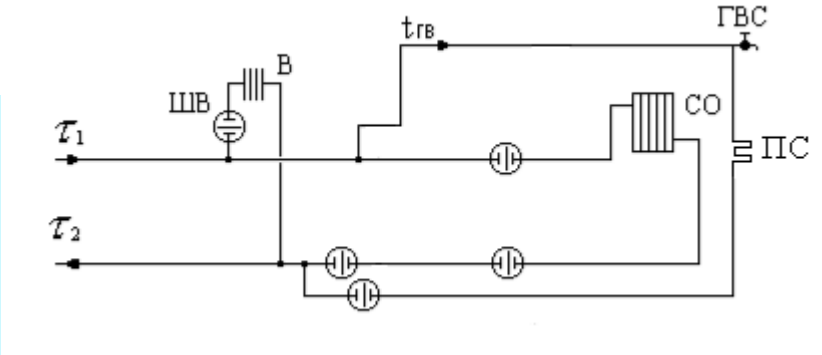


Рисунок 1.5 – Потребитель с открытым водоразбором и циркуляционной линией для микрорайона «СМП»

1.3.10. Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя

Расчет и обоснование нормативов технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях производится согласно Приказу Минэнерго России № 325 от 30.12.2008 года «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» (далее – Порядок).

В соответствии с требованиями Порядка для каждого отрезка трубопровода собиралась информация о наружном диаметре и длине трубопровода, виде прокладки и годе ввода трубопровода в эксплуатацию.

Расчет производится раздельно для подающего и обратного трубопроводов, проложенных подземным способом.

При большом количестве трубопроводов различных диаметров предварительно проводилась сортировка трубопроводов по диаметрам с суммированием длин трубопроводов одинаковых диаметров, и, в дальнейшем, расчёт выполнялся для суммарных длин трубопроводов каждого диаметра. При этом в соответствии с указаниями Порядка также раздельно учитывались трубопроводы, введённые в эксплуатацию до 1990 года, с 1991 по 1998 год, с 1999 по 2003 год и с 2004 года.

В результате была получена таблица, в которой трубопроводы

рассортированы по диаметрам и по периодам ввода в эксплуатацию.

В этой таблице определялись также материальные характеристики, представляющие собой сумму произведений диаметра каждого отрезка трубопровода на его длину, и ёмкость тепловой сети.

Следующим шагом расчёта являлся сбор информации о длительности отопительных периодов и среднемесячных температурах наружного воздуха, температур в подающем и обратном трубопроводах и температуры подпиточной воды.

Последней информацией, необходимой для расчёта нормированных потерь в сетях теплоснабжения, являются нормы тепловых потерь изолированными трубопроводами при фиксированных разницах температур теплоносителя и окружающей среды, приведённые в приложениях к Порядку.

Расчет потерь через изоляцию проводился раздельно для каждого диаметра трубопроводов:

$$Q_n = L_n * \beta * q_n * n * 24 * 10^{-6}, \text{ Гкал}$$

где Q_n – потери тепла трубопроводами данного диаметра, Гкал;

L_n – суммарная длина трубопроводов в двухтрубном исчислении, м;

Потери тепла с нормированной утечкой теплоносителя, составляющей согласно Порядку 0,25% емкости трубопроводов тепловой сети в час, определяются по формуле:

$$Q_{ут} = 0{,}0025 * V * \rho * c * (0.75 * t_{под} + 0{,}25 * t_{обр} - t_{п.в}) * n * 24 * 10^{-6}, \text{ Гкал}$$

где **V** – суммарный объем сети и систем теплопотребления для данного периода, $м^3$;

ρ = 1000 $кг/м^3$ – плотность воды;

c = 1 ккал/кг*°С – теплоемкость воды;

$t_{п.в}$ – температура подпитывающей воды, °С.

Общие нормированные потери тепловой энергии в отопительный период определяются суммированием потерь, рассчитанных для всех диапазонов времени ввода трубопроводов в эксплуатацию, и потерь с утечкой.

Исходными данными для расчёта нормативов технологических потерь являются среднемесячные температуры наружного воздуха, теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, диаметры и длины всех трубопроводов, длительность отопительного периода.

Среднемесячные температуры наружного воздуха, теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах для регулируемого 2009 года – из СниП 23-01-99 «Строительная климатология» и температурного графика поставщика тепловой

энергии.

Информация о каждом типе трубопровода сети теплоснабжения приведена в таблице 1.36. В виду неоднократных смен собственников и эксплуатирующих организаций паспорта тепловых сетей отсутствуют. По имеющейся информации возраст трубопроводов составляет более 20 лет. При расчёте нормированных потерь используется диаметр трубопровода, его длина, тип прокладки – канальная, теплоизоляция – маты и плиты из минеральной ваты, год прокладки до 1989 г.

Таблица 1.36 - Информация о каждом трубопроводе сети теплоснабжения

Диаметр трубопровода, мм	Котельная «Центральная	Котельная «Рудо»	Котельная «Перевал»	Котельная «Стройка»	Котельная «Дом	Котельная «СМП»	Котельная «Ростелеком»	Котельная «Резерв»	Котельная «Сухой	Котельная «Собственная база»
27	288,5	30	227	6		10	30	40		0
33	419	0	120	10						0
40	54	56	749	15						4,6
50	3610,5	963,7	382	384,4	60	757	24	50	35	187
69	687,4	88	354	52		80	74,5			
82	1521,4	167,8	110	120		457				
100	2440,6	2661	50	744,8		1097		430		10
125	155	100	10	70						
150	3719,4	1884	209	781		543				
207	2684,6	200	4707	418,5						
259	1515		132	0						
359	769,6		195	0						
408	293		35	0						
Сумма:	***18158***	***6150,5***	***7280***	***2601,7***	***60***	***2944***	***128,5***	***520***	***35***	***201,6***

Всего протяженность водяной сети теплоснабжения составляет **53 109** метров в двухтрубном исчислении. Материальная характеристика сети теплоснабжения равна ***5280,1 м^2***, ёмкость равна ***1349,137 м^3*.**

На основе норм удельных потерь тепла из приложений Порядка для всех имеющихся диаметров трубопроводов рассчитаны потери тепла через изоляцию трубопроводов в отопительный период, приведенные в таблице 1.37. На рисунке 1.6. приведена доля потерь в сетях к отпуску тепловой энергии с котельных.

Таблица 1.37 - Сводная таблица тепловых потерь (Гкал) в тепловых сетях за 2019-2020 год

Наименование системы теплоснабжения			Котельная «Центральная»	Котельная «Рудо»	Котельная «Перевал»	Котельная «Стройка»	Котельная «Дом Ребенка»	Котельная «СМП»	Котельная «Ростелеком»	Котельная «Резерв»	Котельная «Собственная база»	В целом по предприятию
Годовые затраты и потери	с утечкой		12395,27	2750,9	6592,68	1351,94	4,96	578,052	7,394	104,31	36,46	23598,4
	Технологические	на пусковое заполнение	1219,93	226,8	648,878	133,07	0,000	0,000	0,000	10,27	0	2238,9
		на регламентные испытания	406,64	90,3	216,293	44,36	0,118	18,97	0,243	3,420	1,190	774,200
		всего	1626,57	317,1	865,171	177,43	0,118	18,97	0,243	13,69	1,19	3013,1
	всего		14021,84	3068,00	7457,85	1529,37	5,08	597,02	7,64	118,00	37,65	26611,50
Годовые затраты и потери	через изоляцию		11126,11	6133,4	6157,33	1921,56	34,65	1502,6	54,54	285,54	154,75	27370,5
	с затратами теплоносителя		696,185	143,2	383,57	70,36	0,24	28,142	0,38	5,426	1,886	1329,4
	всего		11822,3	6276,6	6540,9	1991,9	34,9	1530,7	54,9	291,0	156,6	28699,9

*Испытаний на фактические потери не проводилось.

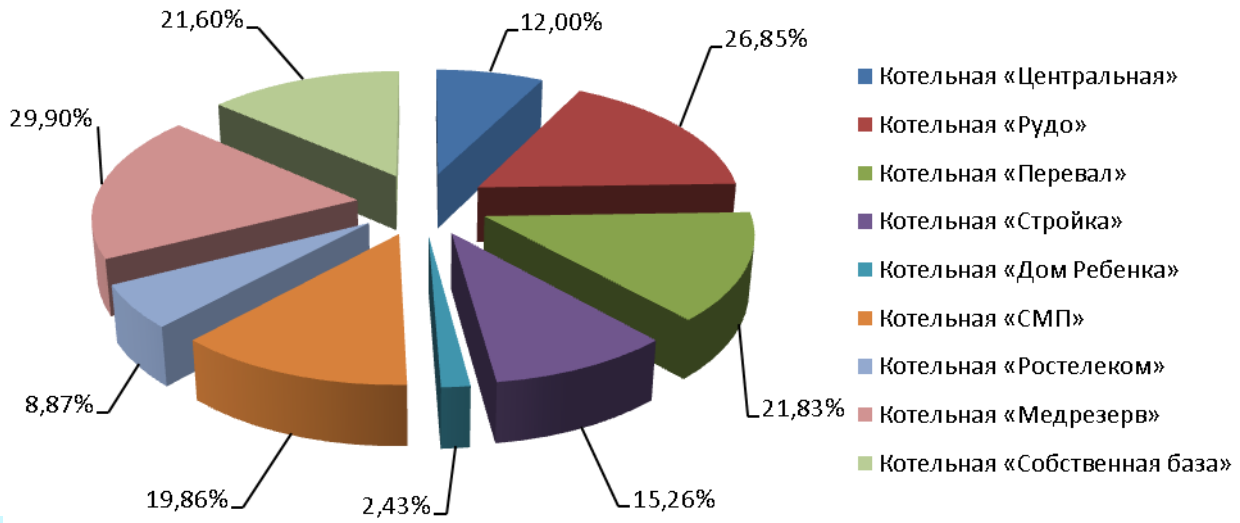


Рисунок 1.6 - Доля потерь в тепловых сетях к отпуску с котельных

Из приведенного рисунка видно, что нормативные потери ряда котельных превышают 20%. Это свидетельствует о сверхвысоких тепловых потерях, обусловленных завышением диаметров трубопроводов и не эффективности самих сетей. Необходимо предпринимать меры по реконструкции тепловых сетей и внедрения современных теплоизоляционных материалов.

1.3.11. Наличие коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителя, уровень автоматизации, защита от превышения давления

Руководствуясь пунктом 5 статьи 13 Федерального закона от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении, и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» собственники жилых домов, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления Закона № 261-ФЗ в силу, обязаны в срок до 1 января 2012 года обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию. При этом многоквартирные дома в указанный срок должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых коммунальных ресурсов, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета.

Прибор учета тепловой энергии установлены на паровых котельных и работают в тестовом режиме.

Современного оборудования автоматизации ни на котельных, ни на ЦТП в настоящее время не установлено.

Защита тепловых сетей от превышения давления не предусмотрена.

1.3.12. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) восстановлений и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Согласно данным об инцидентах на тепловых сетях за отопительный сезон 2017-2018 гг., возникло 11 аварий на трубопроводах, остальные инциденты было устранены в кратчайшие сроки без отключения потребителей.

Потребители тепловой энергии по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- первая категория – потребители, в отношении которых не допускается перерывов в подаче тепловой энергии и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений, предусмотренных техническими регламентами и иными обязательными требованиями;
- вторая категория – потребители, в отношении которых допускается снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч;
- жилых и общественных зданий до 12 °С;
- промышленных зданий до 8 °С;
- третья категория – остальные потребители.

При аварийных ситуациях на источнике тепловой энергии или в тепловых сетях в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться (если иные режимы не предусмотрены договором теплоснабжения):

- подача тепловой энергии (теплосносителя) в полном объеме потребителям первой категории;
- подача тепловой энергии (теплосносителя) на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице 1.38;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;
- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

Таблица 1.38– Допустимое снижение подачи тепловой энергии

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t °С (соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92)				
	минус 10	**минус 20**	**минус 30**	**минус 40**	**минус 50**
Допустимое снижение подачи тепловой энергии, %, до	78	84	87	89	91

Как отмечалось выше, аварийные ситуации, возникающие на тепловых сетях, устраняются в кратчайшие сроки. Ремонт системы теплоснабжения занимает, как правило, не более 36 ч.

Таблица 1.38.1

№ п/п	Дата	Место повреждения	Наименование повреждения	Объекты отключения от теплоснабжения	время		
					отключ	включ	простой
1	03.10.2018	Ленина 108	Для ремонта на теплотрассе Ленина, 108	Останов Центрального ТП	03.10.18 12-00	03.10.18. 18-10	6:10:00
2	16.10.2018	Рудо	Для ремонтных работ на теплотрассе	Останов котельной "Рудо"	16.10.18 14-35	16.10.18. 15-20	0:45:00
3	29.10.2018	Рудо	Для ремонта на теплотрассе	Останов котельной "Рудо"	29.10.18. 11-00	29.10.18. 11-30	0:30:00
4	31.10.2018	Менделеева 19	Для ремонта на теплотрассе	Останов котельной "Медрзерв"	31.10.18 9-30	31.10.18. 17-00	7:50:00
5	01.11.2018	Рудо	ремонт на теплотрассе	Останов котельной Рудо	01.11.18 12-00	01.11.18. 17-00	5:00:00
6	27.11.2018	Советская 34	Ремонт на теплотрасса ул. Советская, адинистрация города	Останов Центрального ТП	27.11.18 11-50	27.11.18. 13-20	1:30:00
7	02.10.2019	Горняцкая 11	Ревизия вентилей Ду-50мм - 2шт на дом	Сл.Краасногвардейце в 56,54,50,48, Горняцкая 11,9,7	10-00	11:30	1:30:00
8	02.10.2019	луч от Бабушкина 2А на Ремпутьмаш	Свищи на трубопроводе Ду-150мм. Замена участка трубы Ду-150мм -2,5м.п. Земляные работы	Железнодорожная 14,15, Ремпутьмаш	2.10.19г в 16:00	3.10.19г в 16:00	24:00:00
9	04.10.2019	ул Школьная топится с обратки	ул. Школьная топится с обратки. Замена вентилей Ду-150 шт. на затворы Ду-150мм	Школьная 2,4,6,8,10,12,14,1А,1,3,5,7, Слюдянских Красногвардейцев 63,61, Рудничный 1,2	4.10.19г в 9:00	4.10.19г в 18:10	9:10:00
10	09.10.2019	Советская 19	Свищ на трубе отопления Ду-50мм. Замена участка труб (подача.обратка) Ду-50мм -24м.п. Земляные работы	Советская 19	9.10.19г в 9:00	9.10.19г в 15:00	6:00:00
11	15.10.19г	Менделеева 24	Дом топится с обратки. Трубы ду-50мм сгнили (отопление) и ХВС Ду-32мм.	Менделеева 21,24,26	9:00	14:30	5:30:00
12	29.10.19г	Школьная 14	Дом топится с обратки. Трубы ду-50мм сгнили (отопление) и ХВС Ду-32мм. Замена участка труб (подача.обратка) Ду-50мм -20м.п,	Школьная 14	9:00	17:00	8:00:00

			Замена трубы ХВС - 32мм -10мп. Земляные работы.				
13	31.10.19г	Привокзадиная (т.трасса на ул.Тонконога	Порыв трубы Ду-150мм. Изготовление и установка хомута. Земляные работы	40 Лет Октября 33,32,34,31А, пакгаузный 4-а,4-б, Тонконога 25,42	11:40	15:35	3:55:00
14	01.11.2019	луч от школы №49 ул.Тонконога	Порыв трубы Ду-150мм. Замена участка трубы Ду-150мм -12м.п. Земляные работы	40 лет Октября 42,33,31А,32,34, Тонконога 15,25, Пакгаузный 4А,4Б	1.11.19г 8-30	1.11.19г 18-30	10:00:00
15	07.11.2019	ТК на "Хамар дабан" запорная арматура не держит.	Порыв трубы на здание Хамар-Дабан Ду-100мм. Замена задвижки ду- 100мм	Пушкина 3А,3Б, 11,13,15. Слюдянских Красногвардейцев 3, Комсомольская 40, д.с №213., №5, школа № 50, Советская 50,54.	7.11.19г 10-00	7.11.19г 15-00	5:00:00
16	13.11.2019	на Центр. Котельной перерасход воды	отключение луча от ж.д. Ул.Ленина 79 (под прокол)для определения утечки	Ленина 79,77, Советская 28,7,9, 40лет Октября 12,14	13.11.19г 9-00	13.11.19 г 10-00	1:00:00
17	13.11.2019	территория РОВД	порыв трубы Ду-50мм. Земляные работы. Работы выполнил ООО "Ауксилиум"	40 Лет Октября 33,34,32,27,25,42, Пакгаузный 4А.4Б, Тонконога 15	13.11.19г 13-45	13.11.19 г 14-45	1:00:00
18	16.11.2019	Советская 46	Порыв трубы Ду-50мм. Замена участка трубы Ду-50 - 6 м.п.	Советская 46	16.11.19г 10-00	16.11.19 г 12-45	2:45:00
19	19.11.2019	на Центр. Котельной перерасход воды	отключение луча от ЦТП	Ленина 116,118,99,95,97,92,77,79,85, 83, Советская 7,9,28, 32,30,44,42,40, Пионерский 1,3, Железнодорожная 1, 1А,3, Московская 4,5,1,3, Захарова 19,17, Колхозная 5	19.11.19г 13-00	19.11.19 г 14-15	1:15:00
20	25.11.2019	порыв трубы Ду-273мм на ж.дома Бабушкина 1,1-а,3.2-а,4,Советская 27-а,29	Отключение луча от ЦТП на ж.дома. Замена трубы с ду-273 мм на ду-50мм на ж.дом Бабушкина 3 (52м.п)	Бабушкина 1, 1А, 3, 2А, 4, Советская 27А, 29	25.11.19г 8-20	25.11.19 г 18-45	9:25:00
21	27.11.2019	порыв трубы ду-76мм (ХВС)	Останов Котельной Медрезерв, замена трубы Ду-76мм (ХВС) -3 м.п	Менделеева 19, 2Б, 17	27.11.19г 13-00	27.11.19 г 16-35	5:35:00

22	11.12.2019 г	Бабушкина 4	Порыв трубы Ду-350мм. Земляные работы.Установка хомута Ду-350мм	от ЦК и ЦТП	9:15	11:15	2:00:00
23	12.12.2019 г	Пушкина 14	Порыв трубы Ду-50.Замена вентиля Ду-50мм - 2шт, на ж.дом №14 ул.Пушкина	Пушкина 3А, 3Б	14-00	15-00	1:00:00
24	13.12.2019 г	тер-рия ЦРБ (Советская)	Порыв трубы Ду-219мм. Земляные работы. Врезка запорной арматуры Ду-100мм -2 шт	останов ЦТП	10-00	19:10	9:10:00
25	14.12.2019 г	тер-рия ЦРБ (Советская)	Порыв трубы Ду-219мм. Земляные работы. Замена участка трубы Ду-219мм - 24м.п	школа интернат (спальный корпус)	10-00 13.12.2019	16-45 14.12.2019г	30:45:00
26	31.12.2019 г	Школьная 14	Порыв трубы Ду-150мм. Земляные работы. Замена отвода Ду-150мм	Школьная 14,12,10,8,6,4,2,3,5,71, 1А, Рудничный 2,4, Слюдянских Красногвардейцев 63,61.	9:30	15:45	6:15:00
27	07.02.2020 г	Советская 11	Порыв трубы Ду-219мм, Замена участка трубы ду-200мм 12 мп. земляные работы.	пер. Пионерский 3,1, Московская 1,3,5, Советская 11, Железнодорожная 1А,1Б,3А	17:30	22:30:00 08 02.2020г	29:00:00
28	10.02.20г	гор.баня	Порыв трубы (паропровод) на баню. Замена участка паропровода Ду-100мм в помещении ЦТП	Городская баня	9:45	11:50	2:05:00
29	12.02.20г	Ленина 130 .	Порыв трубы Ду-89. Замена труб отопления Ду-76мм -66 мп. на ж.дом Ленина 130 (воздушка)	Ленина 130	9:45	16-40	6:55:00
30	14.02.20г	луч на ДШИ Советская 48	Порыв трубы Ду-50мм (сгнила). Замена участка т.сети Ду-50мм в 2 нитки по 3мп.	ДШИ, кафе "Спутник", Советская 46. КФСи	10-00	12:00	2:00:00
31	20.02.2020 г.	Советская 50	Порыв трубы Ду-133мм. Замена задвижек Ду-100мм -2 шт на ж.дом Советская 50	Бабушкина 8,10,Советская 33,35, Советская 50,54, Ленина 130, Слюдянских Красногвардейцев 1А,3, Пушкина 11,15,13, Комсомольская 40,	9:00	14:05	5:05:00

				Д.сад №213 ул. Кутелева			
32	20.02.2020 г.	Советская 50	Порыв трубы Ду-133мм. Земляные работы, замена участка трубы - 3мп. Ду-100мм	Советская 50	9:00	18-35	9:35:00
33	25.02.2020 г	автостанция	Отгнил спутник Ду-20мм на автостанцию. Демонтаж труб Ду-20мм (спутник) ,установка хомута ду-100мм	ДШИ, кафе "Спутник", Советская 46. КФСи,клуб ЖД. Ленина 113,118,Пушкина 1	10:00:00	16-55	6:55:00
34	26.02.2020 г	автостанция	Порыв трубы Ду-100 мм. Заммна участка т.трассы в 2 нитки Ду-100мм по 2,5 м.п	ДШИ, кафе "Спутник", Советская 46. КФСи,клуб ЖД. Ленина 113,118,Пушкина 1	10:50:00	16:00	5:10:00
35	11.03.2020 г	Школьная 3	Порыв трубы Ду-50мм (отопление) Ду-25мм ПЭ ХВС. Замена участка трубы ду-50мм 24 мп. Ду-25мм ПЭ	Школьная 3	10:05	16:30	6:25:00
36	18.03.20г	Ленина 79 (луч под прокол)	Порыв трубы Ду-250мм, проварка свищей	отключение от ЦТП	13:15	19:10	5:55:00
37	28.04.2020	луч от клуба ЖД на к-р "Байкал"	Порыв трубы Ду-50мм. Замена задвижек Ду-50мм - 2 шт.	Ленина 116,118, Пушкина1, Советская 46	8:45	14:40	5:45:00
38	21.09.2020	Собственая база	Порыв трубы Ду-50мм. Сварочные работы скважина "Скальный"	Подгорная 2	20:40	22.10.20 г 11:00:00	14:10:00
39	24.09.2020	Амбулаторная 8А	Порыв трубы Ду-50мм ввод в ЖД Амбулаторная 8А. Замена затворов Ду-50 -2 шт на дом.	Амбулаторная 8А, 6, 10	9:10	16:55	7:45:00
40	24.09.2020	Амбулаторная 8А	Порыв трубы Ду-50мм ввод в ЖД Амбулаторная 8А. Замена трубы Ду-50 ввод в ж.дом Ду-50мм, земляные работы.	Амбулаторная 8А	9:10	25.10.20 г 17:20:00	32:10:00
41	24.09.2020	тер-рия ПЧ-9	Порыв трубы Ду-200 мм на здание ПЧ-9. Сварочные работы проводит ПЧ-9	40 Лет Октября 12,14,16,18	11:40	16:00	4:20:00
42	25.09.2020	ЦТП	Замена затвора на ЦТП Ду-200мм -1 шт	жилой фонд от ЦТП	13:10	15:30	2:20:00
43	29.09.2020	луч на ж.дома Железнодорожная 14,15,	Порыв трубы Ду-150мм. Замена труб Ду-150мм, земляные работы.	Железнодорожная 14,15	13:00	30.10.20 г 21:20:00	44:20:00

44	16.10.2020	Слюдянских Красногвардейце в 48	Переврезка ЖД № 48 Слюдянских Красногвардейцев. На нечетную сторону. Сварочные работы	Слюдянских Красногвардейцев 48,56,54,50, Горняцкая 5,7,9,11.	14:55	16:00	1:05:00
45	17.10.2020	Котельная "Перевал"	Порыв трубы Ду-200мм. Замена трубы Ду-200 -12 мп.	м-н Квартал (все дома), "Березовый"	8:00	16:50:00	8:50:00
46	19.10.2020	Слюдянских Красногвардейце в 48	Переврезка ж.дома № 48 Слюдянских Красногвардейцев. На нечетную сторону. Сварочные работы	Сл. Красн. 48,56,54,50, Горняцкая 5,7,9,11.	8:40	10:55	2:15:00
47	19.10.2020	Слюдянских Красногвардейце в 48	Переврезка ж.дома № 48 Слюдянских Красногвардейцев. На нечетную сторону. Сварочные работы	Сл. Красн. 48, Горняцкая 5,	10:55	19:05	8:10:00
48	23.10.2020	луч на Баню Город	Порыв трубы Ду-40мм (паропровод). Сварочные работы	Баня	9:20	10:20:00	1:00:00
49	27.10.2020	Теплосеть в р-не Советская 40	Свищ на трубе Ду-350мм. Сварочные работы	Все ж.дома от ЦТП	9:00	14:50:00	5:50:00
50	28.10.2020	Пионерский 3	Не работает затвор на ж.дом Пионерский 3. Демонтаж и монтаж затвора	Пионерский 1,3, Московская 1,3,5,Железнодорожная 1, 1А,3, 1Б, Советская 11,13.	20:50	21:50:00	1:00:00
51	03.11.2020	Амбулаторная 1	Ремонт запорной арматуры. Ремонт запорной арматуры в тепловой камере	Д.сад №12,Фрунзе 8,10,12,14,16,18, Амбулаторная 1,2	14:15	15:57:00	1:45:00
52	05.11.2020	ШЧ	Замена задвижек на здание ШЧ. Замена задвижек в т.камере (работы выполнял ДТВ)	40 лет Октября 12,14,16,18	13:10	15:00	2:50:00
53	10.11.2020	кафе "Деловой двор" Парижской Коммуны 75	Течь вентиля в тепловой камере. Замена вентиля Ду-40мм	Парижской Коммуны 80,82,84,	11:10	13:55	2:45:00
54	11.11.2020	Тепловая сеть лучь на ЖД Пакгаузный 4А,4Б, 40Лет Октяюря 32,34,25	Порыв трубы Ду-100мм . Проварка свищей на трубе Ду-100. Земляные работы.	Пакгаузный 4А,4Б, 40Лет Октяюря 32,34,25	11:00	16:30:00	5:30:00
55	17.11.2020	Тепловая сеть лучь на ЖД Пакгаузный 4А,4Б, 40Лет Октяюря 32,34,25	Порыв трубы Ду-100мм. Замена трубы Ду-100 -30 мп. Земляные работы.	Пакгаузный 4А,4Б, 40Лет Октяюря 32,34,25	8:50	18:35	9:55:00

56	19.11.2020	Ленинградская (магазин Бурлаковой)	Замена вентилей Ду-20мм в тепловой камере. Сварочные работы. Замена вентилей Ду-20-мм-2шт.	Бабушкина 1Б,Советская 37,39, Ленинградская 2А,1А, 4, Ленина 111,138,140, Пушкина 17, 4Б, РОВД.	9:00	12:15	3:15:00
57	25.11.2020	Школьная 5	Порыв трубы Ду-50мм. Замена труб Ду-50мм на жилой дом -30м.п. Земляные работы.	Школьная 5	9:30	18:15:00	8:45:00
58	17.12.2020	Слюдянских Красногвардейцев 61	Ревизия вентиля Ду-32мм	Школьная 2,4,6,8,10,12,14	9:45	12:00	2:15:00
59	08.01.2021	Пакгаузный 4Б	Порыв трубы отпления Ду -100мм. Замена участка трубы отпления Ду-100мм 24 мп	Пакгаузный 4А,4Б, 40 Лет Октября 25,32,34.	9:00	19:00:00	10:00:00
60	19.02.2021	Советская 21	Порыв трубы отпления Ду-325 мм. Земляные работы-7м.п., проварка трубы, операционка.	Ленина 116,118,99,97,95,93, 89,87,85,83,79,77,108, 92, Советская7,9,11,13,15 ,17,19,21, 40,42,44,28,30,32, Московская 1,3,4,5, Колхозная 5, Захарова 17,19, Ж.дорожная 1,-1-а,3-б,Почтовый 1, Пионерский 1,3, Д.сад.№6., 70, Школа Интернат, ЦРБ.	8:30	17:00:00	8:30:00
61	20.02.2021	Амбулаторная 16	Порыв трубы отпления Ду-80 мм. Установка хомута, земляные работы.	Амбулаторная 16	12:00	15:00:00	3:00:00
62	21.02.2021	Амбулаторная 16	Порыв трубы отпления Ду-80 мм. Земляные работы, определение утечки.	Амбулаторная 16	13:15	15:50:00	2:35:00
63	02.03.2021	Амбулаторная 16	Порыв трубы отпления Ду-100 мм. Земляные работы. Замена трубы подачи сварочные работы	Амбулаторная 16	9:20	14:30:00	5:10:00
64	03.03.2021	Амбулаторная 16	Порыв трубы отпления Ду-100 мм. Земляные работы. Замена трубы обратки сварочные работы	Амбулаторная 16	8:30	12:05:00	3:35:00
65	06.03.2021	Слюдянских Красногвардейцев 56	Течь в ТК. Замена сбросника Ду-15мм в ТК сварочные работы	Слюдянских красногвардейцев 56,54,50, горняцкая 7,9,11	10:45	13:05:00	2:20:00

66	10.03.2021	Куприна 14	Течь в ТК. Замена сбросника Ду-15мм в ТК сварочные работы	Куприна 57, Ленина 16,14,12	15:00	16:00:00	1:00:00
67	13.03.2021	ул. Горная (матер.склад ж.д)	Порыв трубы на здание материальный склад РЖД. Установили заглушку (блин)	отключение восточного луча от ЦК	21:05	21:45:00	0:40:00
68	14.03.2021	Тонконога 23	Порыв трубы Ду-200мм магистральная на восточный луч. Сварочные работы по шву трубы Ду-200мм.	отключение восточного луча от ЦК	12:20	17:25:00	5:05:00
69	29.03.2021	Тонконога 23	Порыв трубы Ду-200мм магистральная на восточный луч. Сварочные работы по шву трубы Ду-200мм.	отключение восточного луча от ЦК	8:50	10:50:00	2:00:00
70	16.09.2021	Шахтерская 22,24	Порыв трубы Ду-50мм. Сварочные работы по трубе.	Отключение жилых домов Шахтерская 22,24	16.09.2021г 11:00:00	17.09.2021г 14:55:00	27:55:00
71	20.09.2021	Тонконога 5	порыв на трубы	Восточный луч	20.09.2021 г 14:10	21.09.2021г 19:30:00	29:20:00
72	30.09.2021	Котельная «Центральная» ТК-1	порыв на отводе подающего трубопровода Ду 400 мм (спускник Ду 25 мм)	Полная остановка	08:10:00	21 23-30	15:20:00
73	05.10.2021	Останов ЦК	аварийно-восстановит. Работы на сетях	Все потребители	08:00:00	19:40:00	11:40:00
74	12.10.2021	Ленина 115	порыв трубы	Ленина 113, 115, Д.сад №1	10:30:00	13:20:00	2:40:00
75	15.10.2021	Советская 50	порыв трубы	Советская 50	8:00	17:00:00	9:00:00
76	19.10.2021	Советская 50	порыв трубы	Советская 50	10:35	17:15:00	8:20:00
77	20.10.2021	Советская 50	порыв трубы	Советская 50	9:15	17:00:00	7:45:00
78	21.10.2021	Советская "Корунд"	течь вентиля Ду-40мм	От ЦТП все жилые дома	7:50	11:00:00	3:10:00
79	26.10.2021	ул. Пушкина РОВД	порыв трубы	Пушкина 46,17, РОВД, Ленина 138,140,111, Ленинградская 4,1-а, 2-а , Советская 39,37,	8:20	15:30:00	7:10:00
80	01.11.2021	Шахтерская 24	порыв трубы	Шахтерская 24,22, 43	09:45:00	16:00:00	6:15:00
81	09.11.2021	Менделеева11	порыв трубы	Менделеева11,19,2-а	10:40:00	11:13:00	0:33:00
82	11.11.2021	Ленина 93,95	порыв трубы	Ленина93,95	11:25	17:45:00	6:20:00
83	15.11.2021	Ленина 93,95	порыв трубы	Ленина93,95	10:45	17:15:00	6:30:00
84	18.11.2021	Тонконога 17 (ШЧ)	замена приборов учета в здании ШЧ	Тонконога 15, Пакгаузный 4-а,б, 40 лет Октября 25,27,32,33,34,35,38,42, Школа № 49	8:40	10:45:00	2:05:00
85	22.11.2021	территория ПЧ 9	порыв трубы	40 лет Октября 12,14,18,16, Тонконога 5	9:40	14:40:00	5:00:00
86	26.11.2021	Шахтерская 22,24,43	монтаж повысительнго насоса	Шахтерская 22,24,43	8:45	9:30:00	0:45:00

87	09.11.2021	40 лет Октября 63	подмес по трассе	Байкальская 7	10:37:00	13:00:00	2:20:00
88	03.12.2021	Пер Пакгаузный	выдавило прокладку на насосе	Пакгаузный 4-а.4-б. 40 лет Октября 25,32,34	8:20	08:55:00	0:35:00
89	10.12.2021	Советская 50	вода в ТК (выдавило прокладку на задвижке)	Бабушкина 8, Советская 35,33,50, Слюд.Красн 1-а, 1, 3, Пушкина 11,13,15, Ленина 130, Комсомольская 40	8:24	10:55:00	3:31:00
90	17.12.2021	Ленина 23	выдавило прокладку на задвижке	Ленина 23,25,21, Солнечная 22	10:30	10:50:00	0:20:00
91	27.01.2022	в районе парка м-н Рудо	порыв трубы Ду-150мм	Слюдянских Красногвардейцев 59,57,55,53,51,49. ДШИ, ГОРсети	09:10:00	10:45:00	1:35:00
92	03.02.2022	скважина Менделеева	сгорел глубинный насос на скважине	Менделеева 19, 2-а (Останов котельной Медрезерв)	10:00:00	12:15:00	2:15:00
93	21.02.2022	Квартал	слабое отопление в ж.доме №28 ул. Амбулаторная	Амбулаторная 16, 18, 20, 24, 26, 28, 24, 24а ,24б, 24в, 24г, Куприна 49	09:00:00	15:00:00	5:00:00
94	05.03.2022	НТП «Перевал»	замена задвижки	м-н Квартал	09:00:00	17:00:00	8:00:00
95	21.03.2022	Советская 44	порыв трубы Ду-200мм на Школу Интернат	все дома от ЦТП	08:20:00	15:35:00	4:15:00
96	28.03.2022	Ленина 93	течь гор. воды по лоткам в подвал жилого дома №93	Ленина 93,95	16:25:00	17:15:00	0:50:00
97	29.03.2022	Ленина 93	порыв трубы Ду-100 мм	Ленина 93,95	09:10:00	10:40:00	1:00:00
98	01.04.2022	Ленина 93,95	течь гор. воды по лоткам в подвал ж.дома №93	Ленина 93,95	08:50:00	10:25:00	1:35:00
99	04.04.2022	Ленина 93,95	течь гор. воды по лоткам в подвал ж.дома №93	Ленина 93,95	09:00:00	12:00:00	3:00:00
100	05.04.2022	Ленина 93,95	течь гор. воды по лоткам в подвал ж.дома №93	Ленина 93,95	09:20:00	23:30:00	14:10:00
101	17.05.2022 г.	Останов ВНС	повреждение кабеля	м-н Рудо	15:40:00	18:15:00	2:35:00
102	18.09.2022 г.	Школьная 1	порыв на вводе в дом	Школьная 1,1-а,3,5,7	11:30:00	12:30:00	1:00:00
103	20.09.2022 г.	отключение пара на ЦТП	порыв на трассе		15:35:00	20:20:00	4:45:00
104	21.09.2022 г.	Бабушкина 3	порыв на трассе	Бабушкина 2-а, 1,3 Советская 27А,27Б,29	8:50:00	15:00:00	6:10:00
105	28.09.2022 г.	Ленина 10	порыв трубы отопл. в приямке дома Ленина 10	Ленина 2,4,6,8,10,12,16, Куприна от47-57,Фрунзе 1,5,7,9,11,13 Волглградский 2,4, пер Красногвардейский 1,3	9:20:00	14:15:00	4:55:00
106	29.09.2022 г.	Заречная 1	порыв труб отопления на ж.дом Заречная 1	Заречная 1	9:30:00	16:00:00	6:30:00
107	05.10.2022 г.	Школьная 1	порыв на вводе в дом	Школьная 1,1-а,3,5,7	9:00:00	10:10:00	1:10:00

108	05.10.2022 г.	Школьная 1	порыв на вводе в дом	Школьная 1.	9:00:00	18:20:00	9:20:00
109	07.10.2022 г.	Ленина 1-Д	порыв на трассе	Ленина 1-а,3в,3г, 1б,3б	11:15:00	15:00:00	3:45:00
110	10.10.2022 г.	Советская 37	порыв трубы отопл. В ТК на Советскую 37	Советская 37,39, Ленинградская 2-а,4, Ленина 111,138,140, Пушкина 46	8:40:00	11:00:00	2:20:00
111	12.10.2022 г.	Ленина 115	порыв трубы отопл, на ж.д №115 ул.Ленина.	Ленина 115,113	9:00:00	16:00:00	7:00:00
112	13.10.2022 г.	ПЧ-9	порыв трубы отопления по трассе на тер-рии ПЧ-9	40 лет Октября 12,14,18,16,Тонконога 5	13:15:00	15:30:00	2:15:00
113	17.10.2022 г.	ПЧ-9	порыв трубы отопления по трассе на тер-рии ПЧ-9	40 лет Октября 12,14,18,16,Тонконога 5	15:35:00	16:30:00	0:55:00
114	18.10.2022 г.	ПЧ-9	порыв трубы отопления по трассе на тер-рии ПЧ-9	40 лет Октября 12,14,18,16,Тонконога 5	11:10:00	15:25:00	4:15:00
115	27.10.2022 г.	ПЧ-9	порыв трубы отопления по трассе на тер-рии ПЧ-9	40 лет Октября 12,14,18,16,Тонконога 5	14:45:00	22:35:00	7:50:00
116	28.10.2022 г.	ПЧ-9	порыв трубы отопления по трассе на тер-рии ПЧ-9	40 лет Октября 12,14,18,16,Тонконога 5	9:10:00	23:55:00	14:45:00
117	29.10.2022 г.	ПЧ-9	порыв трубы отопления по трассе на тер-рии ПЧ-9	40 лет Октября 12,14,18,16,Тонконога 5	8:00:00	22:00:00	14:00:00
118	02.11.2022 г.	ПЧ-9	порыв трубы отопления по трассе на тер-рии ПЧ-9	ПЧ-9	8:30:00	18:00:00	9:30:00
119	03.11.2022 г.	ПЧ-9	порыв трубы отопления по трассе на тер-рии ПЧ-9	ПЧ-9	8:35:00	16:45:00	8:10:00
120	08.11.2022 г.	Фрунзе 14 (ДДТ)	течь радиатора в здании	Фрунзе 14 (ДДТ)	14:00:00	14:15:00	0:15:00
221	12.11.2022 г.	Советская 29	порыв трубы отопл на Советскую 29	Советская 29	11:00:00	16:30:00	5:30:00
222	15.11.2022 г.	Советская 29	порыв трубы отопл на Советскую 29	Советская 29	9:00:00	16:55:00	7:55:00
223	17.11.2022 г.	Советская 29	порыв трубы отопл на Советскую 29	Советская 29,27,27-а,27-б	11:20:00	17:25:00	6:05:00
224	29.11.2022 г.	Советская 19-а(Корунд)		от ЦТП все дома	13:00:00	18:15:00	5:15:00
225	19.12.2022 г.	Коммунальный 3	порыв на магистрали	Школьная 1,1-а,3,5,7	8:30:00	15:15:00	6:45:00
226	19.12.2022 г.	тк-1 до котельной ЦК	порыв на магистрали	Все потребители	13:30:00	11:30:00	22:00:00
227	20.12.2022 г.	тк-1 до котельной ЦК	порыв на магистрали	1 контур, контур ЦТП	13:30:00	8:50:00	19:20:00
228	9.12.2022 г.	Амбулаторная, 14	порыв на вводе в дом	Амбулаторная, 14	9:00:00	14:55:00	5:55:00
229	9.12.2022 г.	Ленина, 110	порыв на магистрали	школа №4, детский сад, сбербанк, Ленина 92,93,95,97,108,110,Колхозная-5, Захарова 17,19, Почтовый-1.	13:10:00	22:20:00	9:10:00
300	10.01.2023 г.	Байкальская, 7	Ремонт спутника Ду 32	Байкальская, 7	15:10:00	17:05:00	1:55:00
301	01.02.2023 г.	Байкальская, 7	течь по хомуту	Байкальская 7, 40 лет Октября 48,54	9:20:00	10:45:00	1:25:00

302	20.02.2023 г.	Луч на Советскую, 64	порыв трубы отопления Ду-150мм в районе ж.д Советская 43	Советская 43,45,64,60, Ленина 119,115,113	10:00:00	12:00:00	2:00:00
303	26.02.2023 г.	Ленинградская, 2-а	порыв трубы отопления на ж.дом Ленинградская 2-а	Ленинградская 2-а	10:45:00	18:25:00	7:40:00
304	28.02.2023 г.	40 лет Октября, 12	Отключение дома от отопления в связи с расселением	40 лет Октября 12,14	13:20:00	15:10:00	1:50:00
305	02.03.23 г.	Привокзальный (Церковь)	Замена задвижки на ж.дом 40 л.Октября 33	Тонконога 15, 40лет Октября 33,34,32,25, Пакгаузный 4-а, 4-б	9:00	11:50	2:50:00
306	09.03.23 г.	Ленинградская 2-а	порыв трубы отопления на ж.дом Ленинградская 2-а	Ленинградская, 2а	9:00	11:50	2:50:00
307	16.03.23 г.	Парижской Коммуны 84	работы проводит ООО "АДС" Левина Е.В. в распред узле дома.	Пар. Коммуны 82,84,86, Горняцкая 22,Слюд.Красногв 56,Рудничный 2-а	8:40	13:10	4:30:00
308	22.03.23 г.	Куприна луч на школу №2	порыв трубы Ду-150мм	Ленина 2,4,6,8,1,12,14,16,пер. Красногвардейский 3,5, Волгоградский 2,4, Фрунзе 5,5-б,7,9,11,13,Д.с №12. Школа №2. куприна 57,40,42,44,46,48	10:00	12:10	2:10:00
309	23.03.23 г.	Куприна луч на школу №2	порыв трубы Ду-150мм	. Школа №2. куприна 57,40,42,44,46,48	12:10	15:00	2:50:00
310	29.03.23 г.	Ленина 18	дом под снос Демонтаж врезок	Ленина 16-а,16-б,	11:05	14:05	3:00:00
311	11.04.23 г.	Горняцкая, 22	течь ГВС	Горняцкая 22,7,9,11,13, Слюд.Красногв. 50,52,54,51,59 Рудничный 2-а, пар.Ком 75-а, 80,82,84,86, Шахтерская 22,24,43, дом ребенка	9:00	15:25	6:25:00
312	19.04.23 г.	Шахтерская, 43	Демонтаж повысительного насоса	Шахтерская 43,22,24,	10:35	11:10	0:35:00
313	21.04.23 г.	Шахтерская, 43	Монтаж нового насоса	Шахтерская 43,22,24,	8:45	14:00	5:15:00
314	12.05.23 г.	Амбулаторная, 20		Амбулаторная 20,24,26,28, 24-а, 24-б, 24-в, 24-г, Куприна 49	8:50	14:30	5:40:00
315	16.09.23 г.	Амбулаторная26 (магазин Парникова)	порыв шарового вентиля	Амбулаторная 20,24,26,28, 24-а,б,в,г,д, Куприна 49	16.09.23 14:30	17.09.23 15:05	0:35:00
316	17.09.23 г.	Ленина 16	порыв трубы	Ленина 16	17.09.23 15:30	27.09.23 14:00	238:30:00
317	26.09.23 г.	перекрыт луч от ЦТП	проведение аварийно-восстановительных работ на т.с по ул.Бабушкина в районе ЦТП. Замена запорной арматуры		12:00	19:20	7:20:00
318	27.09.23 г.	Комсомольская 43	упал люк в т.камеру сломаны вентиля	Комсомольская 40	11:05	15:50	4:45:00

319	04.10.23 г.	Шахтерская 24	порыв трубы	Шахтерская 22,24,43	9:45	16:25	6:40:00
320	05.10.23 г.	Байкальская 7	течь из т.колодца	Байкальская 7	8:50	9:15	0:25:00
321	13.10.23 г.	Ленина 111	порыв трубы	Ленина 111	10:00	11:17	1:17:00
322	02.11.23 г.	Шахтёрская 24	нет отопления в ж.домах	Шахтерская 22,24,43	13:30	14:30	1:00:00
323	08.11.23 г.	Железнодорожная 1-б	течь по трассе в дом	Московская 1,3, Советская 11,13, Пионерский 1,3, Железнодорожная 1-а,1-б,3-а, д.сад №213	9:40	11:50	2:10:00
324	08.11.23 г.	Первомайская 14	течь в кв №1	Первомайская 14	15:39	16:40	1:01:00
325	14.11.23 г.	Железнодорожная 1-а	замена задвижки Ду-100мм	все дома от ЦТП	9:00	13:10	4:10:00
326	21.11.23 г.	Менделеева 11	порыв трубы	Менделеева 19	13:08	15:50	2:42:00
327	24.11.23 г.	Магазин "Чайка"	разорвало Вентиля на магазин	40лет Октября 14,16,18,11	9:35	13:35	4:00:00
329	25.11.23 г.	Московская 3	порыв т.трассы	все дома от ЦТП	11:10	21:20	10:10:00
330	29.11.23 г.	Энтузиастов 11	порыв т.трассы	Заречная 1,3,9, Менделеева 21,24,26, Ленина 22,24	11:00	19:50	8:50:00
331	01.12.23 г.	Д.сад №12	замена запорной арматуры	Фрунзе 6,8,10,12,14,16, Амбулаторная 1,2, Д.сад 312	10:00:00	11:01:00	1:01:00
332	04.12.23 г.	ТК ул. Рябиновая	замена задвижки в ТК	останов котельная "Стройка"	13:00:00	15:10:00	2:10:00
333	06.12.23 г.	Советская, 43	порыв трубы	Советская 43,	9:45:00	16:50:00	7:05:00
334	09.12.23 г.	Энтузиастов, 11	замена запорной арматуры	Заречная 1,3,9.	19:40:00	20:05:00	0:25:00
335	18.12.23 г.	40 лет Октября 14,	порыв трубы	40лет Октября 14,16,18,11	13:20:00	16:25:00	3:05:00
336	19.12.23 г.	Колхозная 5,	замена труб отопления в подвале дома Колхозная 5	Колхозная 5, Захарова 17,19	6:20:00	12:30:00	6:10:00
337	27.12.23 г.	Советская 7-9	порыв т.трассы	Ленина 77,79, Советская 28,7,9,40 лет Октября 14,18,16	10:35:00	16:10:00	5:35:00
338	29.12.23 г.	Пушкина, 1	порыв т.трассы	Пушкина 1,	16:00:00	19:30:00	3:30:00
339	30.12.23 г.	Пушкина, 1	порыв т.трассы	Пушкина 1,	9:35:00	17:45:00	8:10:00

340	09.01.2024 г.	Менделеева 3	порыв трубы	Менделеева 19, 2	14:30	15:30:00	1:00:00
341	15.01.2024 г.	Менделеева 3	порыв трубы	Менделеева 19, 2	9:25	11:40:00	2:15:00
342	15.01.2024 г.	Менделеева 3	порыв трубы	Менделеева 19, 2	14:10	15:20:00	1:10:00
343	12.02.2024 г.	Комсомольская 50	порыв трубы	Комсомольская 40,Пушкина 3-а, 3-б,11,13,15, Слюд. Красногв 1,1-а, 1-б,3 Советская 33, 35,50,54, Бабушкина 8,10, Ленина 130,	9:00	10:00	1:00
344	16.02.2024 г.	Советская 35	порыв трубы	Советская 35	9:00	11:00	2:00
345	27.02.2024 г.	Лучь на лок.депо	порыв трубы	Железнодорожная 17,19,18, лок депо	8:50	13:20	4:30
346	07.05.2024 г.	40 лет Октября, 33	порыв трубы	40 лет Октября, 33	9:10	16:40	7:30

347	08.05.2024 г.	40 лет Октября, 33	порыв трубы	40 лет Октября, 33	8:30	14:15	5:45
348	13.05.2024 г.	40 лет Октября, 33	порыв трубы	40 лет Октября, 33	8:30	15:15	6:45
349	16.05.2024 г.	40 лет Октября, 33	порыв трубы	40 лет Октября, 33	8:40	15:45	7:05
350	17.05.2024 г.	Школа №2 ул. Куприна	порыв трубы на школу	Куприна 40,42,44,46,48,50,52,54	14:42		
351	18.09.2024 г.	Шахтерская территория гаражей Зинурова	порыв трубы	Шахтерская22,24,43	18.09.2024 11:00	19.09.2024 16:50	29:50:00
352	18.09.2024 г.	Ленина 22	порыв трубы	Ленина 22,24	18.09.2024 22:10	19.09.2024 11:00	12:50:00
353	21.09.2024 г.	Школьная 1	порыв трубы	Шкоьная 1,1-а,3,5,7	21.09.2024 14:30	22.09.2024 19:15	28:45:00
354	23.09.2024 г.	Пушкина 14	порыв трубы	Пушкина 3-а,3-б, 7 (медцентр "ВитаДент"), Ленина 124 (КБО), Ленина 126 ("Минутка")	23.09.2024 8:40	25.09.2024 10:00	49:20:00
356	25.09.2024 г.	Школа №2 ул Куприна	порыв трубы на школу	Куприна 40,42,44,46,48,50,52,54	25.09.2024 14:55	26.09.2024 17:00	26:05:00
357	30.09.2024 г.	Пушкина 14	порыв трубы	Пушкина 3-а,3-б, 7 (медцентр "ВитаДент"), Ленина 124 (КБО), Ленина 126 ("Минутка")	9:23	14:45	5:22
358	01.10.2024 г.	Пушкина 14	порыв трубы	Пушкина 3-а,3-б, 7 (медцентр "ВитаДент"), Ленина 124 (КБО), Ленина 126 ("Минутка")	9:10	17:50	8:40
359	17.10.2024 г.	Менделеева17-19	порыв трубы	Менделеева 19, 17, 2-а	9:45	17:40	7:55
360	18.10.2024 г.	Менделеева17-19	порыв трубы	Менделеева 19, 17, 2-а	10:00	19:00	9:00
361	22.10.2024 г.	Школа №2 ул Куприна	порыв трубы	Куприна 40,42,44,46,48,50,52,54	9:40	13:20	3:40
362	23.10.2024 г.	Пакгаузный 4-а	порыв трубы	Пакгаузный 4-а,4-б,40 лет Октября 34,35,	9:15	11:00	1:45
363	28.10.2024 г.	Пакгаузный 4-а	порыв трубы	Пакгаузный 4-а,4-б,40 лет Октября 34,35,42,47,25,	9:25	14:30	5:05

364	29.10.2024 г.	Пакгаузный 4-а	порыв трубы	Пакгаузный 4-а,4-б,40 лет Октября 34,35,42,47,25,	9:25	14:35	5:10
365	01.11.2024 г.	Ленинградская 2-а	порыв трубы в ТК	Советская 37,39, Ленинградская 2-а,1-а, 4, Ленина 111,138,140, Пушкина 46,17, РОВД	8:50	15:20	6:30
366	20.11.2024 г.	Советская 38	порыв трубы в ТК	все дома от ЦТП	8:00	15:00	7:00
367	26.11.2024 г.	Бабушкина 14, 2-а	замена запорной арматуры в ТК	останов ЦК	8:00	15:30	7:30
368	12.12.2024 г.	Территория ПЧ-9	порыв трубы в ТК	40 лет Октября 14,16,18, Тонконога 5	13:30	15:35	2:05
369	13.12.2024 г.	Территория ПЧ-9	порыв трубы в ТК	40 лет Октября 14,16,18, Тонконога 5	8:20	15:20	7:00
370	06.12.2024 г.	Ленинградская 2-а	порыв трубы в ТК	Бабушкина 14, Ленина 138,140,11,Ленинградская 1-а,2-а,4 Советская 39,37	9:20	12:15	2:55
371	23.12.2024 г.	Территория ПЧ-9	порыв трубы в ТК	40 лет Октября 14,16,18, Тонконога 5	13:20	15:10	1:50
372	24.12.2024 г.	Территория ПЧ-9	порыв трубы в ТК	40 лет Октября 14,16,18, Тонконога 5	9:30	10:15	0:45
373	24.12.2024 г.	Территория ПЧ-9	порыв трубы в ТК	40 лет Октября 14,16,18, Тонконога 5	14:10	14:40	0:30
374	27.12.2024 г.	Территория ПЧ-9	порыв трубы в ТК	40 лет Октября 14,16,18, Тонконога 5	8:00	15:20	7:20
375	13.01.2025 г.	м-н "Стройка" по мостом от ул.Вербная	порыв трубы	Ленина 1-а,1-б,1-в,1-г,16-а,16-б, Вербная 1,2,3	9:15	16:50	7:35
376	23.01.2025 г.	Московская (Корунд)	порыв трубы в ТК	останов ЦТП	9:00	12:50	3:50
377	25.01.2025 г.	тер-рия ПМС	порыв трубы	40 лет Октября 14,16,18, Тонконога 5	13:40	22:20	8:40
378	27.01.2025 г.	Школа №4	порыв трубы в ТК	Ленина 108,92,97,93,95, Захарова 17,19, Колхозная 5	11:00	17:00	6:00
379	28.01.2025 г.	Школа №4	порыв трубы в ТК	Ленина 108,92,97,93,95, Захарова 17,19, Колхозная 5	8:30	16:15	7:45
340	13.02.2025 г.	40 лет Октября (церковь)	порыв трубы	Церковь	14:00		
341	18.02.2025 г.	порыв трубы отопления на магазин "Бристоль" ул. Ленина	порыв трубы	Пушкина 13,15	9:25	12:20	2:55
342	21.02.2025 г.	Школа №4	порыв трубы	Колхозная 5, Ленина 92	14:00	15:20	1:20
343	25.02.2025 г.	Заречная 1,3,9	порыв трубы	Заречная 1,3,9	9:00	9:30	0:30

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

С целью диагностики состояния тепловых сетей проводятся гидравлические и температурные испытания теплотрасс, а также на тепловые потери. Гидравлическое испытание тепловых сетей производят дважды: сначала проверяют прочность и плотность теплопровода без оборудования и арматуры, после весь теплопровод, который готов к эксплуатации, с установленными грязевиками, задвижками, компенсаторами и остальным оборудованием. Повторная проверка нужна потому, что при смонтированном оборудовании и арматуре тяжелее проверить плотность и прочность сварных швов. В случаях, когда при испытании теплопроводов без оборудования и арматуры имеет место падение давления по приборам, значит, имеющиеся сварные швы неплотные (естественно, если в самих трубах нет свищей, трещин и пр.). Падение давления при испытании трубопроводов с установленным оборудованием и арматурой, возможно, свидетельствует, что помимо стыков выполнены с дефектами еще сальниковые уплотнения или фланцевые соединения. При предварительном испытании проверяется на плотность и прочность не только сварные швы, но и стенки трубопроводов, т.к. бывает, что трубы имеют трещины, свищи и прочие заводские дефекты. Испытания смонтированного трубопровода должны выполняться до монтажа теплоизоляции. Помимо этого, трубопровод не должен быть засыпан или закрыт инженерными конструкциями. Когда трубопровод сварен из бесшовных цельнотянутых труб, он может предъявляться к испытанию уже изолированным, но только с открытыми сварными стыками. При окончательном испытании подлежат проверке места соединения отдельных участков (в случаях испытания теплопровода частями), сварные швы грязевиков и сальниковых компенсаторов, корпуса оборудования, фланцевые соединения. Во время проверки сальники должны быть уплотнены, а секционные задвижки полностью открыты.

При гидравлическом испытании тепловых сетей последовательность проведения работ такая:

- проводят очистку теплопроводов;
- устанавливают манометры, заглушки и краны;
- подключают воду и гидравлический пресс;
- заполняют трубопроводы водой до необходимого давления;
- проводят осмотр теплопроводов и помечают места, где обнаружены дефекты;
- устраняют дефекты;
- производят второе испытание;
- отключают от водопровода и производят спуск воды из труб;
- снимают манометры и заглушки.

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

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

При случаях испытания теплопровода без оборудования и арматуры давление поднимают до расчетного и выдерживают его на протяжении 10 мин, контролируя при этом падение давления, после снижают его до рабочего, проводят осмотр сварных соединений и обстукивают стыки. Испытания считают удовлетворительными, если отсутствует падение давления, нет течи и потения стыков. Испытания с установленным оборудованием и арматурой проводят с выдержкой в течение 15 мин, проводят осмотр фланцевых и сварных соединений, арматуры и оборудования, сальниковых уплотнений, после давление снижают до рабочего. Испытания считают удовлетворительными, если в течение 2 ч падение давления не превышает 10%. Испытательное давление проверяет не только герметичность, но и прочность оборудования и трубопровода.

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

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

Температурным испытаниям подвергаться вся сеть от источника тепловой энергии до индивидуальных тепловых пунктов потребителей. Температурные испытания проводятся при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха. Началу испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя должен предшествовать, прогрев тепловой сети при температуре воды в подающем трубопроводе 100 °С. Продолжительность прогрева составляет порядка двух часов. Перед началом испытания производится расстановка персонала в пунктах наблюдения и по трассе тепловой сети.

В предусмотренный программой срок на источнике тепловой энергии начинается постепенное повышение температуры воды до установленного максимального значения при строгом контроле за давлением в обратном коллекторе сетевой воды на источнике тепловой энергии и величиной подпитки (дренажа). Заданная максимальная температура теплоносителя поддерживается постоянной в течение установленного программой времени (не менее 2 ч), а затем плавно понижается до 70-80 °С.

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

С момента начала прогрева тепловой сети и до окончания испытания во всех пунктах

наблюдения непрерывно (с интервалом 10 мин) ведутся измерения температур и давлений сетевой воды с записью в журналы.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- включаются расходомеры на линиях сетевой и подпиточной воды и устанавливаются термометры на циркуляционной перемычке конечного участка кольца, на выходе трубопроводов из теплоподготовительной установки и на входе в нее;
- устанавливается определенный расчетом расход воды по циркуляционному кольцу, который поддерживается постоянным в течение всего периода испытаний;
- устанавливается давление в обратной линии испытываемого кольца на входе ее в теплоподготовительную установку;
- устанавливается температура воды в подающей линии испытываемого кольца на выходе из теплоподготовительной установки.

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

Температура воды в подающей линии должна поддерживаться постоянной с точностью ±0,5 °С.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ООО «УКС» выполняет ряд процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных и текущих ремонтов. По результатам осмотра оборудования тепловой сети и самой трассы при обходах оценивают состояние оборудования, трубопроводов, строительно-изоляционных конструкций, интенсивность и опасность процесса наружной коррозии труб и намечают необходимые мероприятия по устранению выявленных дефектов или неполадок. Дефекты, которые не могут быть устранены без отключения теплопровода, но не представляющие непосредственной опасности для надежной эксплуатации, заносят в журнал ремонтов для ликвидации в период ближайшего останова теплопровода или в период ремонта. Дефекты, которые могут вызвать аварию в сети, устраняют немедленно. Все виды работ осуществляются по Программе, утверждаемой главным инженером предприятия. **Методы технической диагностики, осуществляемые на сетях эксплуатационной ответственности ООО «УКС»:**

Опрессовка на прочность повышенным давлением (гидравлические испытания). Метод применяется и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время показывает низкую эффективность 20 – 40%. То есть только 20% повреждений выявляется в ремонтный период и 80% уходит на период отопления. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов. Участки тепловых сетей, не прошедшие гидравлические испытания, подвергаются ремонту и устранению всех выявленных дефектов

Ревизия запорной арматуры. Вся запорная арматура перед установкой и пуском в эксплуатацию проходит предварительную проверку, в ходе которой проверяется ее соответствие проекту, наличие паспорта изготовителя, сертификата соответствия, отсутствие таких дефектов, как трещины и раковины, свободный ход штока, комплектация и. т. д. В случае нарушений по одному из пунктов принимается решение о возврате. Перед монтажом запорная арматура должна пройти ревизию, которой предусматривается:

- разборка арматуры без демонтажа запорной и регулирующей части штока; - очистка и смазка ходовой части;
- проверка уплотнительных поверхностей;
- обратная сборка с установкой прокладок, набивкой сальника и проверкой плавности хода штока;
- гидравлические испытания на плотность и прочность.

Кроме того, ревизии подвергается вся арматура, нормативный срок эксплуатации которой истек.

Метод акустической диагностики. Используются корреляторы

усовершенствованной конструкции. Метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей.

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

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

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

В настоящее время теплосетевыми и теплоснабжающими организациями на территории России применяются более современные методы диагностики состояния тепловых сетей. Следует выделить перспективные методы технической диагностики, не нашедшие применения на Предприятии, которые в ближайшей перспективе могут использоваться в дополнение к существующим методам:

Шурфовка трубопроводов тепловых сетей. Применяются для контроля состояния подземных теплопроводов, теплоизоляционных и строительных конструкций. Число ежегодно проводимых плановых шурфовок устанавливают в зависимости от протяженности сети, типов прокладки и теплоизоляционных конструкций и количества коррозионных повреждений труб. На каждые 5 км трассы должно быть не менее одного шурфа. На новых участках сети шурфовки производят, начиная с третьего года эксплуатации. Эксплуатирующая организация должна иметь специальную схему тепловой сети, на которой отмечают места и результаты шурфовок, места аварийных повреждений и затопления трассы, переложенные участки.

Метод магнитной памяти металла. Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с

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

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

Схема формирования плана проектирования перекладок на основе данных мониторинга состояния прокладок теплосетей представлена на рисунке 1.7.

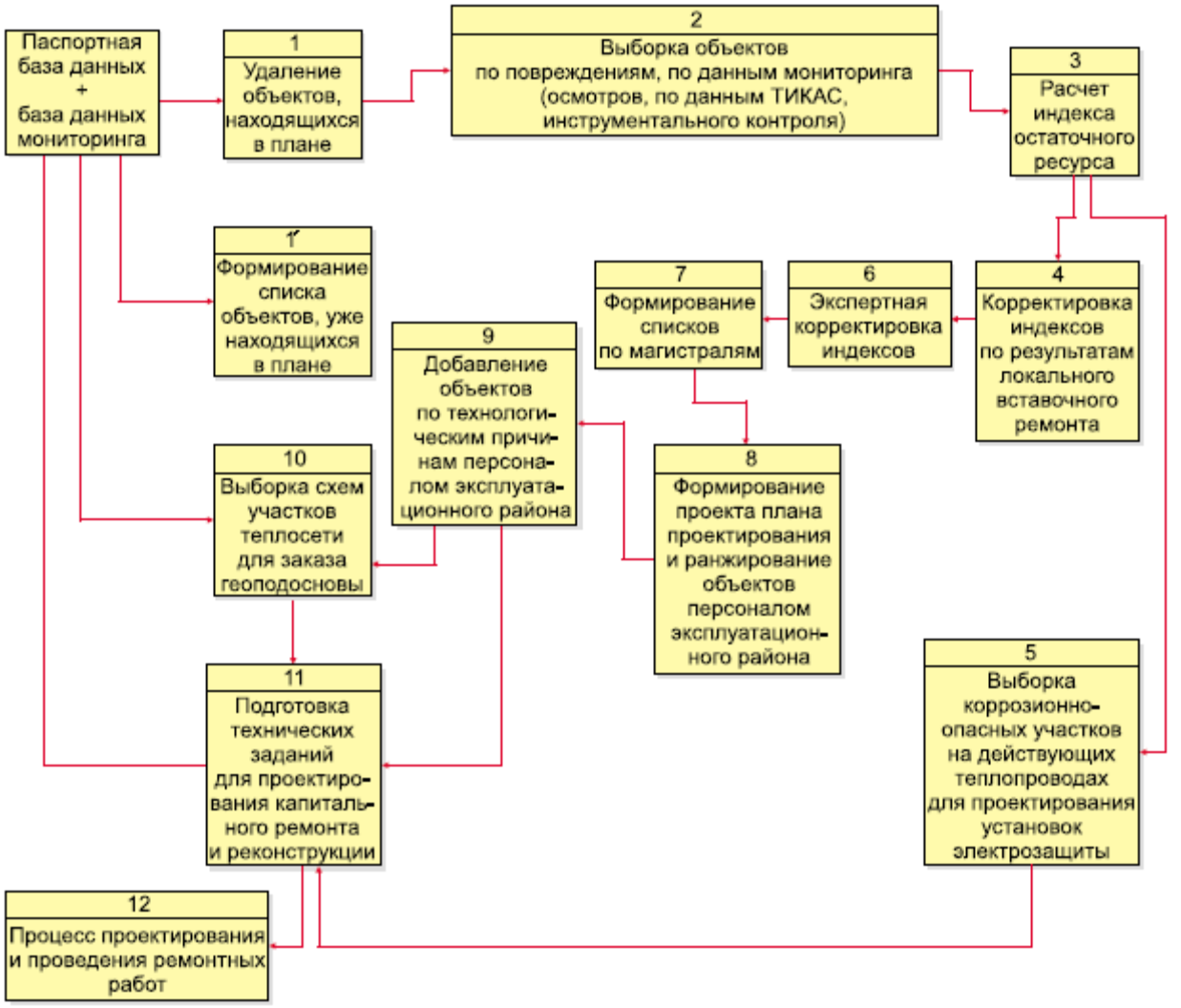


Рисунок 1.7 – Схема формирования плана проектирования и перекладок

Общая протяженность тепловых сетей 31,364 км. Около 50% теплосетей имеют повышенную степень износа. Это означает, что для поддержания надежности теплоснабжения городского поселения и обеспечения безопасности необходимо в короткий летний (ремонтный) период найти самые опасные (ненадежные) места и локально заменить их новыми трубами. Помимо этого, нужно проанализировать данные о состоянии наиболее протяженных теплопроводов и выбрать участки, в первую очередь требующие реконструкции или капитального ремонта. Последнюю операцию необходимо произвести в течение одного месяца после завершения опрессовок.

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

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

1. Техническое освидетельствование тепловых сетей должно производиться не реже 1 раза в 5 лет в соответствии с п.2.5 МДК 4 - 02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»;
2. Оборудование тепловых сетей в том числе тепловые пункты и системы теплопотребления до проведения пуска после летних ремонтов должно быть подвергнуто гидравлическому испытанию на прочность и плотность, а именно: элеваторные узлы, калориферы и водоподогреватели отопления давлением 1,25 рабочего, но не ниже 1 МПа (10 кгс/см^2), системы отопления с чугунными отопительными приборами давлением 1,25 рабочего, но не ниже 0,6 МПа (6 кгс/см^2), а системы панельного отопления давлением 1 МПа (10 кгс/см^2) (п.5.28 МДК 4 - 02.2001);
3. Испытанию на максимальную температуру теплоносителя должны подвергаться все тепловые сети от источника тепловой энергии до тепловых пунктов систем теплопотребления, данное испытание следует проводить, как правило, непосредственно перед окончанием отопительного сезона при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха в соответствии с п.1.3, 1.4 РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя».

Согласно п.6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры; испытаниям на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля за их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться раздельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером органа эксплуатации тепловых сетей (далее по тексту – ОЭТС).

При получении тепловой энергии от источника тепла, принадлежащего другой организации, рабочая программа согласовывается с главным инженером этой организации.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Руководитель испытания перед началом испытания должен выполнить следующие действия:

- проверить выполнение всех подготовительных мероприятий;
- организовать проверку технического и метрологического состояния средств измерений согласно нормативно-технической документации;
- проверить отключение предусмотренных программой пунктов;
- провести инструктаж всех членов бригады и сменного персонала по их обязанностям во время каждого отдельного этапа испытания, а также мерам по обеспечению безопасности непосредственных участников испытания и окружающих лиц.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплопотребления, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи

между диспетчером ОЭТС, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером ОЭТС, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного давления.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя (далее - температурные испытания) определяется руководителем ОЭТС.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплопотребления.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

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

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90 °С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплопотребления производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек - задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительно-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем ОЭТС.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки

гидравлических режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем ОЭТС.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплопотребления с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

Техническое обслуживание и ремонт

ОЭТС должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты. При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и (или) восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы (графики). Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер организации.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;

- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать НТД.

1.3.15. Уровень автоматизации центральных тепловых пунктов, насосных станций

В настоящий момент автоматизация источников теплоснабжения котельных ООО «УКС», находится в режиме планов и разработок.

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

Для оценки тепловых потерь в тепловых сетях принимаем утверждённые нормативы технологических потерь при передачи тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям на 2022 год. Расчет изменения доли тепловых потерь к отпуску в тепловые сети за 6 лет приведен в таблице 1.39.

Таблица 1.39 – Доля тепловых потерь за 2011-2022 г.г.

Нормативные потери в тепловых сетях, Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал					
	2011 г.	2017 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
33104,929	148 177,60	167797,21	183888,69	182544,76	118061,95	108312,05
Доля потерь, %	22,80%	20,10%	18,00%	18,14%	27,76 %	30,26%

В целом доля нормативных потерь при передаче тепловой энергии снижается, но в целом имеет высокий показатель, не соответствующий современным требованиям энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

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

На тепловых сетях, централизованных отельных городского поселения Слюдянка, происходили небольшие аварийные ситуации, которые не приводили к отказам работы системы теплоснабжения.

Данные о статистике отказов на тепловых сетях за последние 3 года документально зафиксированы.

	Отопительный период 2019-2022 г.г.	
№	Наименование акта	объект отказа
1	Акт № 7-ТС-2020 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 25.02.2020 года	тепловые сети центрального микрорайона - на клуб "Железнодорожников"
2	Акт № 6-ТС-2020 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 08.02.2020 года	тепловые сети ул.Московская - пер.Пионерский
3	Акт № 5-ТС-2020 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 07.02.2020 года	тепловые сети ул.Московская - пер.Пионерский
4	Акт № 4-ТС-2020 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 16.01.2020 года	тепловые сети центрального микрорайона - в районе жилого дома №1 по ул.Слюдянских Красногвардейцев (ЗАГС)
5	Акт № 3-ТС-2019 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 21.11.2019 года	тепловые сети от котельной Резерв
6	Акт № 2-ТС-2019 о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 26.09.2019 года	тепловые сети по ул.Менделеева, ул.Ленина в районе котельной "Стройка"
	Отопительный период 2020-2021 г.г.	
7	Акт №8-ТС 2020 от 30.09.2020 года о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 29.09.2020 года	тепловые сети центрального микрорайона - ул.Железнодорожная 14,15
8	Акт №9-ТС 2020 от 01.10.2020 года о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 30.09.2020 года	тепловые сети центрального микрорайона -ул.Железнодорожная 14,15
9	Акт №1-ТС 2021 от 19.03.2021 года о расследовании причин аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 19.03.2021 года	тепловые сети центрального микрорайона -ул. Советская, 21
	Отопительный период 2021-2022 г.г.	
10	Акт №1-ВС-2021 от 22.03.2021 о расследовании аварийной ситуации при водоснабжении, произошедшей 10-12.03.2021	Водопроводные сети ул.Героя Ивана Тонконог, на проезжей части привокзальной площади, от ВК протяженностью 1,5 м.
	Отопительный период 2022-2023 г.г.	
11	Акт №2 -ТС-2022 от 20.12.2022 о расследовании аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 19.12.2022	Тепловые сети участок от Центральной котельной до ТК 1 ул. Бабушкина

12	Акт №3 -ТС-2022 от 21.12.2022 о расследовании аварийной ситуации при теплоснабжении, произошедшей 20.12.2022	Тепловые сети участок от Центральной котельной до ТК 1 ул. Бабушкина

Наименование	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Количество отказов тепловых сетей официально оформленных актами расследований	н/д	н/д	н/д	2	6	1	2	0	0

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

Информация о количестве восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднем времени, затраченном на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет предоставлена в разделе 1.3.12.

Часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии"

На территории городского поселения действует 10 источников централизованного теплоснабжения.

Источники тепловой энергии городского поселения, находятся в пользовании на основании концессионного соглашения с июля 2018 года ООО «УКС» г. Слюдянка. ООО «Управление коммунальными системами» осуществляет теплоснабжение собственных цехов и промышленных предприятий, а также теплоснабжение жилых и социальных потребителей городского поселения.

Процессы производства и передачи тепловой энергии от котельных описаны в части 2 главы 1. Описание процессов транспортировки тепловой энергии от котельных, транзитом через тепловые сети к жилым и социальным потребителям приведено в части 3 главы 1.

Границы зон действия котельных и индивидуальных источников тепловой энергии, представлены на рисунке 1.1 в части 1 главы 1.

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

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

Расчетными элементами территориального деления, неизменяемыми в границах на весь срок проектирования, являются кадастровые кварталы, в границах которых расположены зоны действия муниципальных котельных. Значения потребления тепловой энергии (мощности) при расчетных температурах наружного воздуха в соответствии с требованиями строительной климатологии приведены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Значения потребления тепловой энергии (мощности) при расчетных температурах наружного воздуха в расчетных элементах территориального деления по температурному графику 95-70, °С

Месяц	**Среднемесячная температура наружного воздуха, °С**
Январь	-17,4
Февраль	-17
Март	-9,9
Апрель	-0,3
Май	6
Июнь	11,8
Июль	15,3
Август	14,2
Сентябрь	7,8
Октябрь	-1,7
Ноябрь	-7,3
Декабрь	-13,5
Год	-0,7

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

Значение тепловой нагрузки на коллекторах источников тепловой энергии котельных г.п. Слюдянка приведены в таблице 2.20.

№ пп	Котельная	Количество котельных	Установленная мощность, Гкал/час	Количество котлов	Присоединенная нагрузка, Гкал/час		
					объектов	Потери в сетях	Всего
1.	Центральная*	1	43,05	3	27,13450	2,46666	29,601
2.	Перевал	1	11,193	3	9,18030	2,08639	11,267
3.	Рудо	1	15,211	3	5,7776	1,00734	6,785
4.	Стройка	1	5,372	4	3,40590	0,37010	3,776
5	Дом ребенка	1	0,976	2	0,24733	0,00572	0,253
6	Собств. База	1	0,469	2	0,21310	0,02819	0,241
7	Ростелеком	1	0,518	2	0,1636	0,00901	0,173
8	СМП	1	3,5	4	1,7233	0,28034	2,004
9	Резерв	1	1,2	2	0,4199	0,04781	0,468
10	Эл.котельная Сухой ручей	1	0,104	1	0,1182	0	0,118
	ИТОГО	10	81,381	27	48,3837	6,3016	54,686

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

Теплоснабжение ряда потребителей частного сектора и вновь вводимых зданий осуществляется от индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.

Степень обеспеченности теплоснабжением существующих потребителей на территории городского поселения рассмотрена в Главе 2.

В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ №190 «О теплоснабжении» «Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии при наличии осуществлённого в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов» перевод многоквартирных жилых домов на использование поквартирных источников не ожидается.

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

В виду отсутствия приборов учета отпуска тепловой энергии с котельных и потребления зданиями, невозможно определить значения потребления тепловой энергии ни по одной зоне теплоснабжения. Все расчеты осуществляются в соответствии с методическими рекомендациями.

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

В соответствии с приказом министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 17.11.2020 года № 58-38-мпр установлены и утверждены отдельные нормативы потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области.

МИНИСТЕРСТВО ЖИЛИЩНОЙ ПОЛИТИКИ, ЭНЕРГЕТИКИ И ТРАНСПОРТА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П Р И К А З

17 ноября 2020 года № 58-38-мпр

Иркутск

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

В соответствии со статьей 157 Жилищного кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 года № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов в целях содержания общего имущества в многоквартирном доме», руководствуясь статьей 21 Устава Иркутской области,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Установить, что при определении нормативов потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области (далее – нормативы потребления коммунальных услуг), утвержденных пунктом 2 настоящего приказа, применен расчетный метод.

2. Утвердить следующие нормативы потребления коммунальных услуг:

1) нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению (приложение 1);

2) нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению в жилых помещениях многоквартирных домов и жилых домов, оснащенных электроотопительными установками (приложение 2);

3) нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке (приложение 3);

4) нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке, оснащенных электроотопительными установками (приложение 4).

3. Ввести в действие с 1 января 2021 года нормативы потребления коммунальных услуг, утвержденные пунктом 2 настоящего приказа, за исключением предусмотренных в таблице 1 приложения 1 к настоящему приказу нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов до 1999 года постройки для одно-, двухэтажных многоквартирных и жилых домов на территории

Иркутской области, трех-, четырех этажных многоквартирных и жилых домов, расположенных на территории Алехинского муниципального образования, Баклашинского муниципального образования, Мишелевского муниципального образования, Среднинского муниципального образования, муниципального образования «город Шелехов», пятиэтажных – девятиэтажных многоквартирных домов, расположенных на территории Баклашинского муниципального образования, муниципального образования «город Шелехов».

При расчете размера платы за коммунальную услугу по отоплению в соответствии с законодательством для одно-, двухэтажных многоквартирных и жилых домов на территории Иркутской области, трех-, четырех этажных многоквартирных и жилых домов, расположенных на территории Алехинского муниципального образования, Баклашинского муниципального образования, Мишелевского муниципального образования, Среднинского муниципального образования, муниципального образования «город Шелехов», пятиэтажных - девятиэтажных многоквартирных домов, расположенных на территории Баклашинского муниципального образования, муниципального образования «город Шелехов» продолжают применяться нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению, действовавшие по состоянию на 30 июня 2012 года, рассчитанные исходя из оплаты указанной коммунальной услуги равномерно в течение календарного года.

4. Признать утратившими силу:

1) приказ министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 23 августа 2016 года № 90-мпр «Об установлении и утверждении отдельных нормативов потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области»;

2) пункт 4 приказа министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 28 октября 2016 года № 132-мпр «Об установлении и утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному (горячему) водоснабжению на общедомовые нужды на территории Иркутской области»;

3) пункт 5 приказа министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 23 марта 2017 года № 43-мпр «О внесении изменений в отдельные приказы министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области»;

4) пункт 3 приказа министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 11 апреля 2018 года № 60-мпр «О внесении изменений в отдельные приказы министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области»;

5) пункт 1 приказа министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 30 декабря 2019 года № 58-57-мпр «О внесении изменений в отдельные приказы министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области».

5. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области»

(ogirk.ru), на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

6. Настоящий приказ подлежит размещению на официальном сайте министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» в течение 10 календарных дней со дня его принятия.

Министр жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области А.Н. Никитин

Приложение 1

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом министерства жилищной политики,
энергетики и транспорта Иркутской области
от 17 ноября 2020 г. № 58-38-мпр

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению

Таблица 1. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов до 1999 года постройки включительно

№ п/п	Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Категория многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
			Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	Многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
		Этажность	Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно		
1	2	3	4	5	6
1	Муниципальные образования Слюдянского района	1	0,0495	0,0495	0,0495
		2	0,0459	0,0459	0,0459
		3-4	0,0318	0,0318	0,0318
		5-9	0,0271	0,0271	0,0271

Таблица 2. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов после 1999 года постройки

№ п/п	Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Категория многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
			Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные 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 после 1999 года постройки		
1	2	3	4	5	6
1	Муниципальные образования Слюдянского района	1	0,0183	0,0183	0,0183
		2	0,0154	0,0154	0,0154
		3	0,0171	0,0171	0,0171
		4-5	0,0146	0,0146	0,0146

Приложение 2

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом министерства жилищной политики,
энергетики и транспорта Иркутской области
от 17 декабря 2020 года № 58-38-мпр

Нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению в жилых помещениях многоквартирных домов и жилых домов, оснащенных электроотопительными установками

Таблица 1. Нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению в жилых помещениях многоквартирных домов и жилых домов, оснащенных электроотопительными установками, до 1999 года постройки включительно

№ п/п	Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Категория многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления (кВт·ч на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
			Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	Многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
		Этажность	Многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно		
1	2	3	4	5	6
1	Муниципальные образования Слюдянского района	1	57,55	57,55	57,55
		2	53,41	53,41	53,41
		3	33,11	33,11	33,11

Таблица 2. Нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению в жилых помещениях многоквартирных домов и жилых домов, оснащенных электроотопительными установками, после 1999 года постройки

№ п/п	Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Категория многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления (кВт·ч на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
			Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	Многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
		Этажность	Многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
1	2	3	4	5	6
1	Муниципальные образования Слюдянского района	1	21,32	21,32	21,32
		2	17,96	17,96	17,96
		3	17,96	17,96	17,96

Приложение 3

Утверждены
приказом министерства жилищной политики,
энергетики и транспорта Иркутской области
от 14 ноября 2022 г. № 58-38-мпр

Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке

Таблица 1. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке, до 1999 года постройки включительно

№ п/п	Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц)							
		Направление использования коммунального ресурса: отопление на кв. метр следующих надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц							
		Коровники	Свинарники	Овчарни	Конюшни	Птичники	Овощехранилища	Гаражи	Бани, сауны, бассейны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Муниципальные образования Слюдянского района	0,0251	0,0447	0,0226	0,0296	0,0472	0,0275	0,0389	0,0561

Таблица 2. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке, после 1999 года постройки

№ п/п	Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Норматив потребления (Гкал на 1 кв. метр надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц)							
		Направление использования коммунального ресурса: отопление на кв. метр следующих надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц							
		Коровники	Свинарники	Овчарни	Конюшни	Птичники	Овощехранилища	Гаражи	Бани, сауны, бассейны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Муниципальные образования Слюдянского района	0,0093	0,0166	0,0084	0,0110	0,0175	0,0102	0,0144	0,0208

Приложение 4

Утверждены
приказом министерства жилищной политики,
энергетики и транспорта Иркутской области
от 14 ноября 2022 г. № 58-38-мпр

Нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке, оснащенных электроотопительными установками

Таблица 1. Нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке, оснащенных электроотопительными установками, до 1999 года постройки включительно

№ п/п	Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Нормативы потребления (кВт·ч на 1 кв. метр надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц)							
		Направление использования коммунального ресурса: электроснабжение на кв. метр следующих надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц							
		Коровники	Свинарники	Овчарни	Конюшни	Птичники	Овощехранилища	Гаражи	Бани, сауны, бассейны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Муниципальные образования Слюдянского района	29,22	51,97	26,32	34,48	54,89	31,93	45,22	65,29

Таблица 2. Нормативы потребления коммунальной услуги по электроснабжению при использовании надворных построек, расположенных на земельном участке, оснащенных электроотопительными установками, после 1999 года постройки

№ п/п	Климатическая зона (муниципальное образование Иркутской области)	Нормативы потребления (кВт·ч на 1 кв. метр надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц)							
		Направление использования коммунального ресурса: электроснабжение на кв. метр следующих надворных построек, расположенных на земельном участке, в месяц							
		Коровники	Свинарники	Овчарни	Конюшни	Птичники	Овощехранилища	Гаражи	Бани, сауны, бассейны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Муниципальные образования Слюдянского района	10,82	19,25	9,75	12,77	20,33	11,83	16,75	24,18

Приказом министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 17.02.2021 года № 58-5 мпр внесены изменения в приказ

министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 17.11.2020 года № 58-38 мпр.

МИНИСТЕРСТВО ЖИЛИЩНОЙ ПОЛИТИКИ, ЭНЕРГЕТИКИ
И ТРАНСПОРТА ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П Р И К А З

17 февраля 2021 года № 58-5-мпр

Иркутск

О внесении изменений в приказ министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 17 ноября 2020 года № 58-38-мпр «Об установлении и утверждении отдельных нормативов потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области»

В соответствии со статьей 157 Жилищного кодекса Российской Федерации, постановлением Правительства Российской Федерации от 21 декабря 2020 года № 2185 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг и нормативов потребления коммунальных ресурсов», руководствуясь статьей 21 Устава Иркутской области,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Внести в приказ министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области от 17 ноября 2020 года № 58-38-мпр «Об установлении и утверждении отдельных нормативов потребления коммунальных услуг на территории Иркутской области» (далее – приказ) следующие изменения:

1) пункт 3 изложить в новой редакции:

«3. Ввести в действие с 1 января 2021 года нормативы потребления коммунальных услуг, утвержденные пунктом 2 настоящего приказа, за исключением предусмотренных в таблице 1 приложения 1 к настоящему приказу нормативов потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов до 1999 года постройки для одно-, двух-, трех-, четырех-, пятиэтажных – девятиэтажных многоквартирных и жилых домов на территории Иркутской области.

При расчете размера платы за коммунальную услугу по отоплению в соответствии с законодательством для одно-, двух-, трех-, четырех-, пятиэтажных – девятиэтажных многоквартирных и жилых домов на территории Иркутской области продолжают применяться нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению, действовавшие по состоянию на 30 июня

2012 года, рассчитанные исходя из оплаты указанной коммунальной услуги равномерно в течение календарного года.».

2) строку 15 Таблицы 1. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых помещениях многоквартирных и жилых домов до 1999 года постройки включительно, утвержденной приложением 1 к приказу изложить в следующей редакции:

«

15	Муниципальные образования Аларского района, муниципальные образования Боханского района	1	0,0500	0,0500	0,0500
		2	0,0463	0,0463	0,0463
		3-4	0,0326	0,0326	0,0326
		5-9	0,0287	0,0287	0,0287

».

2. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru).

3. Настоящий приказ подлежит размещению на официальном сайте министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» в течение 10 календарных дней со дня его принятия.

4. Настоящий приказ вступает в силу через десять календарных дней после дня его официального опубликования и распространяется на правоотношения, возникшие с 1 января 2021 года.

Министр жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области А.Н. Никитин

5.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения

Значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения приведены в таблице ниже:

Наименование потребителя	Местонахождение (Адрес)	Теплоисточник	Наличие прибора учета тепловой энергии	Площадь, м2	Тепловая нагрузка год, Гкал
Государственное бюджетное учреждение здравоохранения «Областная детская туберкулезная больница»	665904,г.Слюдянка,ул. Шахтерская, 14	Дом ребенка	теплосчетчик	1 796,00	809,95
Итого:				1 796,00	809,95
Областное государственное казенное учреждение здравоохранения «Областной медицинский центр мобилизационных резервов «Резерв»	Менделеева	Резерв		2 338,00	701,96
Итого:				2 338,00	701,96
Муниципальное бюджетное дошкольное учреждение "Детский сад общеразвивающего вида № 12 г.Слюдянка"	665904,г.Слюдянка,ул. Куприна,53,55	Перевал	теплосчетчик	400	349
Муниципальное бюджетное учреждение культуры " Дом культуры Перевал Слюдянского муниципального района"	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина,8а	Перевал	теплосчетчик	655	206,22
Муниципальное бюджетное учреждение дополнительного образования "Дом детского творчества г. Слюдянка"	665904,г.Слюдянка,ул. Фрунзе,14	Перевал		892	239,09
Муниципальное бюджетное образовательное учреждение дополнительного образования " Детско-юношеская спортивная школа г. Слюдянка"	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина,1Е	Перевал	теплосчетчик	3282	381,43
Федеральное государственное казенное учреждение «3 отряд федеральной противопожарной службы по Иркутской области»	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 2а	Перевал	теплосчетчик	1137	279,29
Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение средняя общеобразовательная школа №2 г. Слюдянка	665904,г.Слюдянка,ул. Куприна,2	Перевал	теплосчетчик	2190	362,11
ИП Андриевская Е.П.	665904,г.Слюдянка,ул. Фрунзе, 8	Перевал		167	43,76

ОАО "Ангарскцемент"	665904,г.Слюдянка,ул. Фрунзе,5б кв6,9,10,31	Перевал		145	51,53
ИП Парников Н.С.	665904,г.Слюдянка,ул. Куприна, 46, пом. 1; Амбулаторная, 26/1 ; пер.Красногвард,2/1,А мбулаторная 24/д	Перевал		251,2	34,07
Федеральное государственное унитарное предприятие "Почта России"	Куприна, 57-А	Перевал		50,8	17,22
ООО Лидер-Дент	ул.Фрунзе,1-9	Перевал		61	19,83
ИП Михайличенко О.В.	м-рн Березовый,9-3	Перевал	теплосчет чик	потери	2,51
ИП Мухамедзянова Н.В.	м-рн Березовый,4	Перевал	теплосчет чик	14,4	2,52
Казанцев Михаил Владимирович	665904 г. Слюдянка, ул. Фрунзе 1/3	Перевал		19	4,389
Гуральников Евгений Олегович	665904 г. Слюдянка, ул. Фрунзе 1/4	Перевал		16	3,7078
Гуральников Олег Александрович	665904 г. Слюдянка, ул. Амбулаторная 3/1	Перевал		13	2,8081
Москвин В.В.	ул.Фрунзе1/2	Перевал		19	3,7078
ИП Дьяченко	г. Слюдянка ,ул.Фрунзе,7ул.Фрунзе, 5	Перевал		539,9	155,9
ИП Шульц М.П.	665904,г.Слюдянка,ул. Фрунзе, 10;	Перевал		43,1	10,8
Муниципальное бюджетное учреждение здравоохранения Слюдянская районная больница	665904,г.Слюдянка,ул. Фрунзе, 10-101	Перевал		57,4	11,36
ИП Соломина	665904,г.Слюдянка,ул. Фрунзе 8	Перевал		715,6	216,97
ЦСКиД Библиотека	665904,г.Слюдянка,ул. Фрунзе, 8а	Перевал		99	29,79
Администрация города	665904,г.Слюдянка,ул. Фрунзе, 10-102	Перевал		83,6	29,795
Тарасова О.Н.	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина1А-11	Перевал	теплосчет чик	43,5	6,88
Бурлакова М.А.	665904,г.Слюдянка,м-н Березовый д.1,Амбулаторная, д. 24 а	Перевал	теплосчет чик	140	22,13
ИП Богомолов	665904,г.Слюдянка,ул. Фрунзе, 18	Перевал		17,8	6,34
ИП Фараджов З.А.	665902 г. Слюдянка, Фрунзе, 10-103	Перевал		43,1	7,01
Итого:				11095,4	2500,17

Областное государственное бюджетное учреждение социального обслуживания "Комплексный центр социального обслуживания населения Слюдянского района"	665904,г.Слюдянка,ул. Школьная,4	Рудо		318	169,01
Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение основная общеобразовательная школа №1 г.Слюдянка	665904,г.Слюдянка,ул. Гранитная,1	Рудо		361	488,68
ЦСКиД	665904,г.Слюдянка,ул. П.Коммуны, д.84, пом.103	Рудо		43,4	10,24
МКУ Центр специализированной продукции Молокозавод	665904,г.Слюдянка,ул. Гранитная, 3Б	Рудо		361	96,49
Бурлакова М.А.	665904,г.Слюдянка,ул. П. Коммуны,75	Рудо	теплосчет чик	242	85,43
Федеральное государственное унитарное предприятие "Почта России"	665904,г.Слюдянка,ул. Школьная, 11	Рудо		46	12,2
ООО Траст	665904,г.Слюдянка,ул. П.Коммуны, 84	Рудо	теплосчет чик	176	16,18
ООО Санаторий "Жемчужина Сибири"	665904,г.Слюдянка,ул. Слюд.красногвардейце в,57	Рудо		1 106,00	242,6
ИП Бочаров А.С.	665904,г.Слюдянка,ул. П. Коммуны, 84/41	Рудо		108	19,11
ИП Иванова Г.А.	665904,г.Слюдянка,ул. Горняцкая,4	Рудо		210	28,92
ИП Горева А.Б.	665904,г.Слюдянка,ул. П. Коммуны, 82-55, П. Коммуны, 84-101	Рудо		165,9	24,58
ИП Зинуров Г.Т.	665904,г.Слюдянка, ул.Шахтерская29	Рудо	теплосчет чик	477	27,85
Сороковикова А.П	пер.Рудничный,2а	Рудо	теплосчет чик	68	10,94
ИП Богомолов	Пар.коммуны82-55	Рудо	теплосчет чик	34,2	6,16
Власенко	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная	Рудо		24	2,66
Шапошников Геннадий Иванович	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-6	Рудо		24	2,66
Усольцев Сергей Александрович	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-5	Рудо		24	2,66
Москвин В.А.	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-7	Рудо		24	2,66
Комаров П.Д.	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-10	Рудо		24	2,66

Лукьяненко И.Н.	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-3	Рудо		24	2,66
Котенев И.А.	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-4	Рудо		24	2,66
Ахметчин Валерий Саханович	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-11	Рудо		24	2,66
Кузнецов Валерий Кириллович	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-12	Рудо		24	2,66
Козлов Валентин Валентинович	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-2	Рудо		24	2,66
Виноградов В.С	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-8	Рудо		24	2,66
Краденова Е.А.	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная 1а-1	Рудо		24	2,66
Гордеева Е.М.	Шахтерская,19	Рудо		потери	2,53
Исаева Т.В	665904 г. Слюдянка, ул. Слюдяная 2	Рудо		1564	166,72
ИРОБО "Подари будущее"	665904 г. Слюдянка, ул. Сл.Красн., 63	Рудо		25	6,82
Игнатенко Ж.В	665904 г. Слюдянка,ул. Школьная, 9	Рудо		140	29,99
Липатров В В	665904 г. Слюдянка, ул.Парижской коммуны 75А	Рудо	теплосчет чик	53,4	14,43
ООО Гюмри	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная, 9	Рудо		140	46,738
МБОУ ДО Детская Школа Искусств	665904 г. Слюдянка, ул. Слюдянских красногвардейцев,36	Рудо		866	139
Сороковиков А.П.	665902 г. Слюдянка, пер. Рудничный, д. 2А	Рудо		51,2	13,6
Иваниченко С.В.	665902 г. Слюдянка, ул. Ленинградская, 2А	Рудо		24,3	6,46
Итого:				6868,4	1696,6
Детский сад № 8 "Солнышко"	Ленина23а	СМП	теплосчет чик	745	166,87
ИП Тарасова М.И.	Ленина27а маг Ступени	СМП	теплосчет чик	43,4	4,75
Гибадулин.А.Х	665904,г.Слюдянка,пер. Солнечный	СМП		46,3	9,21
ООО Славянка	665904,г.Слюдянка,ул.. Ленина, 23/1	СМП	теплосчет чик	99	30,71
Шульц М.И.	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина, 23	СМП		104,2	15,43
Бахрамов Д.Г.О.	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина 23Б	СМП		спутник	10,76
ДЮСШ Ленина 21 А	665904 г. Слюдянка,ул.Ленина 21 А	СМП	теплосчет чик	741	201,63
Бредний К.В. м-н Титан	665902 г. Слюдянка, Ленина, 119	СМП		982,6	37,0
ИП Четвертных С.И.	665902 г. Слюдянка, Ленина, 23/1	СМП		37,4	1,33

ООО «Гюмри» Гукосян	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина, д. 25б	СМП		125	34,51
Итого:				2923,9	512,2
МБУ Благоустройство	665904 г. Слюдянка, ул. Пролетарская,40	Собственная база		997	251,82
Итого:				997	251,82
Управление Пенсионного фонда Российской Федерации (государственное учреждение) в Слюдянском районе Иркутской области	665904,г.Слюдянка,пер. Базовый,5	Стройка	теплосчет чик	802	141,55
ИП Тарасова О.Н.	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина1А-11	Стройка	теплосчет чик	435	6,88
ИП Кондратьева	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 3 "б"	Стройка		13,2	3,98
Муниципальное казенное учреждение «Комитет по управлению муниципальным имуществом и земельным отношениям муниципального образования Слюдянский район»	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 3 "б"	Стройка		13,2	4,68
ИП Сороковиков	ул.Ленина,кафе Панорама	Стройка	теплосчет чик	434	37,09
Тумасян М Г	665904 г. Слюдянка, ул.Заречная, д.24	Стройка		120	15,27
Костюнин Д А	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина 3а/4	Стройка	теплосчет чик	112	16,48
Попов Владимир Александрович	665904 г. Слюдянка,пер.Базовый 7/1	Стройка		49,23	1,01
Попова Тамара Александровна	665904 г. Слюдянка,пер.Базовый 7/2	Стройка		120	2,59
Бурлакова М.А.	665904 г. Слюдянка,пер Базовый, д. 2а	Стройка	теплосчет чик	128,27	146,68
Тумасян Х.М. пекарня	665902 г. Слюдянка, пер. Базовый, 7Б	Стройка		160,20	19,55
Адамов С.А.	665902 г. Слюдянка, ул. Энтузиастов, 20	Стройка		35,0	5,4
Муниципальное казенное учреждение «Комитет по управлению муниципальным имуществом и земельным отношениям муниципального образования Слюдянский район»	665904 г. Слюдянка, ул.	Стройка	теплосчет чик		2,6
Итого:				2422,1	403,76
ЦСКиД	Клуб "Волна"	Сухой Ручей		326,30	97,03
Итого:				326,30	97,03
Муниципальное бюджетное учреждение "Цетр спорта культуры и досуга"	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 85 а	Центральная		72	19,03

Муниципальное бюджетное учреждение "Межпоселенческая центральная библиотека Слюдянского района"	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина,83Б	Центральная	теплосчетчик	526	103,86
Управление министерства социального развития, опеки и попечительства Иркутской области по Слюдянскому району	665904,г.Слюдянка, ул.Советская, 34; Ленина, 113	Центральная		70,1	16,29
Администрация Слюдянского городского поселения Слюдянского района	665904,г.Слюдянка, ул.Советская, 34	Центральная	теплосчетчик	470	525,9
Муниципальное бюджетное образовательное учреждение дополнительного образования " Детская школа искусств г.Слюдянки"	665904,уг.Слюдянка,ул. Слюд.красногвардейцев,36	Центральная		96	321,39
Федеральное государственное бюджетное учреждение "Федеральная кадастровая палата Федеральной службы государственной регистрации ,кадастра и картографии"	665904 г. Слюдянка, ул. Ржанова 4	Центральная		31,8	17,24
МБДОУ "Детский сад общеразвивающеговида №5 Радуга	ул.Слюдянских Красногвардейцев,9а	Центральная	теплосчетчик	907	230,71
Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Иркутской области	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 83а	Центральная		39	6,47
Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение средняя общеобразовательная школа №49 г.Слюдянки	665904,г.Слюдянка,Тонконога,21	Центральная	теплосчетчик	1 639,00	732,54
Отдел Министерства внутренних дел Российской Федерации по Слюдянскому району	665904,г.Слюдянка,ул. Кутелева,53	Центральная	теплосчетчик	2 792,00	723,41
Муниципальное казенное учреждение «Комитет по управлению муниципальным имуществом и земельным отношениям муниципального образования Слюдянский район»	665904,г.Слюдянка,Ржанова,4	Центральная	теплосчетчик	243,00	52,62
МКУ "МЦБ"	Ржанова,4	Центральная		159	88,78
МКУ "Комитет по социальной политике и культуре МО Слюдянский р-н	Ржанова,4	Центральная	теплосчетчик	226,6	56,43

Служба Записи Актов Гражданского Состояния Иркутской области	665904,г.Слюдянка,Советская, 50	Центральная	теплосчетчик	202,8	36,8
Управление Судебного департамента в Иркутской области	665904,г.Слюдянка,ул. Кутелева,53	Центральная	теплосчетчик	414	73,97
Прокуратура Иркутской области	665904,г.Слюдянка,ул. Кутелева,54	Центральная		535	74,89
Следственное управление Следственного комитета Российской Федерации по Иркутской области	665904,г.Слюдянка,ул. Кутелева,53	Центральная	теплосчетчик	88	33
Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение средняя общеобразовательная школа №4 г.Слюдянки	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина,90	Центральная	теплосчетчик	1 401,00	482,29
ФБУЗ "Центр гигиеныи эпидемиологии в Иркутской области"	Г.Слюдянка,ул. Ленина 83 А	Центральная		33	11,91
ФКУ "Налог-Сервис" ФНС России	665904,г.Слюдянка,ул. Советская,34а	Центральная	теплосчетчик	1 199,00	139,96
Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение средняя общеобразовательная школа №50 г.Слюдянки	665904,г.Слюдянка,ул. Слюд.красногвардейцев,9	Центральная	теплосчетчик	4 249,00	653,22
Муниципальное бюджетное учреждение здравоохранения Слюдянская районная больница	665904,г.Слюдянка,ул. Советская,23	Центральная	теплосчетчик	2 474,00	2538,57
Муниципальное казенное учреждение "Комитет финансов муниципального образования Слюдянский район"	665904, г.Слюдянка, ул.Ленина, 110	Центральная		619	237,69
Администрация муниципального образования Слюдянский район	665904,г.Слюдянка,ул. Ржанова,2	Центральная	теплосчетчик	1 672,00	556,47
Муниципальное бюджетное дошкольное учреждение Детский сад №1 г.Слюдянки	665904,уг.Слюдянка,ул. Советская,58	Центральная	теплосчетчик	714	233,72
Муниципальное бюджетное дошкольное учреждение "детский сад общеразвивающего вида № 6 г.Слюдянки"	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина,106	Центральная	теплосчетчик	525	172,73

Управление федерального казначейства по Иркутской области	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 83а	Центральная		178	81,58
Управление Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Иркутской области (Управление Росреестра по Иркутской области"	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 85а	Центральная		70	35,67
Администрация Маритуйского сельского поселения Слюдянского района	665904 г. Слюдянка,ул. Ленина 110	Центральная		44,56	12,82
Управление социальной защиты населения	665904 г. Слюдянка,ул.Советская , 34	Центральная	теплосчет чик	177	44,16
Управление Роспотребнадзор	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 83 А	Центральная		27	9,75
Управление Федеральной службы судебных приставов	665904 г. Слюдянка, ул.Ржанова 4	Центральная	теплосчет чик	68,901	54,29
ЛОВД	665904 г. Слюдянка,Тонконог	Центральная	теплосчет чик	404	91,05
ФКУ УИИ ГУФСИН России по Иркутской области	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 83 А	Центральная		77,9	19,35
Общество с ограниченной ответственностью "Сибирь"	665904,г.Слюдянка,ул. Советская,23а	Центральная		897	261,8
ООО "Стоматологический центр "Жемчужный"	665904,г.Слюдянка,пер. Пионерский, 3/101	Центральная	теплосчет чик	138,2	25,68
Частное дошкольное образовательное учреждение "Детский сад №213 открытого акционерного общества "Российские железные дороги"	665904,г.Слюдянка,ул. Кутелева,35	Центральная	теплосчет чик	3 483,00	929,52
Негосударственное учреждение здравоохранения "Узловая поликлиника на ст.Слюдянка ОАО "РЖД"	665904,г.Слюдянка,ул. Советская,23	Центральная	теплосчет чик	532	250,66
ООО "Сферасервис"	665904,г.Слюдянка,ул.З ахарова, 5; Ленина, 97	Центральная		166	13,62
Владелец нежилого помещения Титов О.А	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, д. 110, д. 93/1	Центральная		65,8	12,58
ИП Макушев А.А.	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 95	Центральная	теплосчет чик	100,6	24,41
ИП Коломейцева Н.В.	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 95	Центральная	теплосчет чик	56,7	11,72
Федеральное государственное предприятие «Ведомственная охрана железнодорожного транспорта РФ»	665904,г.Слюдянка,ул.4 0 лет октября, 2	Центральная	теплосчет чик	696	83,24

Восточно-Сибирская региональная дирекцияДирекция железнодорожных вокзалов – структурного подразделения Дирекции железнодорожных вокзалов-филиала ОАО "РЖД"	665904,г.Слюдянка,ул. Тонконога	Центральная	теплосчет чик	951	248,74
ООО "Ануш"	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина 130	Центральная	теплосчет чик	431	6,61
ИП Степанов А.В.	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина 108-2	Центральная		50	17,93
ИП Капотина Светлана Алексеевна	665904,г.Слюдянка,ул. Советская,28/1	Центральная		60	11,23
ООО "Эко-Хим"	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина,1Б-1; Ленина, 108-10	Центральная		67,4	47,98
ООО УКС	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина,124	Центральная		65,8	232,93
ИП Бурлакова М.А.	665904,г.Слюдянка, Советская, 50а,Ленинградская,4	Центральная		237	40,85
Частное общеобразовательное учреждение «Школа-интернат №23 среднего общего образования ОАО «РЖД»	665904,г.Слюдянка,ул. Советская,21	Центральная	теплосчет чик	9 177,00	2 137,13
Иркутская дирекция материально-технического обеспечения – структурное подразделение Росжелдорснаба – филиала ОАО «РЖД»	665904,г.Слюдянка,ул. Горная,60	Центральная		366	114,71
Восточно-Сибирская дирекция по ремонту пути-стуктурного подразделения Центральной дирекции по ремонту пути-филиала ОАО"РЖД"	665904,г.Слюдянка,ул.40 лет Октября, 13	Центральная	теплосчет чик	16 768,20	4 104,53
Гибадулина А.П.	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 93-26 д/пом	Центральная	теплосчет чик	61,7	21,99
ОАО "РЖД" Восточно-Сибирская дирекция по эксплуатации зданий и сооружений-структурного подразделения ВСЖД-филиала ОАО "РЖД"	665904, г.Слюдянка, ул. Железнодорожная	Центральная	теплосчет чик	16 583,00	2 692,65
ООО «Траст»	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 94;	Центральная	теплосчет чик	944	127
ИП Хаюк	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 92 а	Центральная		27	3,98

ИП Бенкс А.Э.	665904,г.Слюдянка,ул. Бабушкина, 24 "А"	Центральная		236	45,29
ИП Лобачева	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 108-2	Центральная		61,9	18,38
ИП Мамонова Г.М.	665904,г.Слюдянка,ул. Советская, 30-А	Центральная		42	6,83
ИП Волков С. В.	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 118-1а	Центральная		40	8,52
ИП Волкова Н.С.	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 118-6	Центральная		28,7	11,76
ИП Иванов А.И.	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 77-79	Центральная		121	8,25
ИП Притыко О.А.	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 116	Центральная		80,6	23,93
ИП Щербатюк Т.С.	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 93-17	Центральная		64,4	11,84
ИП Кастюро С.А.	665904,г.Слюдянка,п. Почтовый 1	Центральная		30,7	9,09
ИП Абраамян С.А.	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 92-а	Центральная		425	44,9
ИП Афанасьев К.С.	665904,г.Слюдянка,ул. Советская, 19	Центральная	теплосчет чик	67,2	21,18
ИП Умнова Т.В.	665904,г.Слюдянка,ул.4 0 лет Октября, 49-а, Ленина 101	Центральная	теплосчет чик	275,95	73,95
ИП Джалалов Р.А.	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 101-Б	Центральная		781	126,45
ИП Гусейнов Д.Х.	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 101-Б	Центральная		103	9,82
Кущ А.А.	665904,г.Слюдянка,ул.. Ленина, 101-Б	Центральная		72	15,21
ИП Борисова О.А.	665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 130-а	Центральная	теплосчет чик	141	34,94
ПАО "Междугородной и международной электрической связи"Ростелеком"	г.Слюдянка, ул.Ржанова, 4,	Центральная	теплосчет чик	254	26,17
Федеральное государственное унитарное предприятие "Почта России"	665904 г. Слюдянка, ул. Ржанова 4	Центральная	теплосчет чик	558,1	142,47
ИП Юдин	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 77	Центральная		52	15,57
ООО Инженерные сети	665904 г. Слюдянка, ул. Бабушкина 1б	Центральная		128	29,42
ИП Предит М.Г.	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 95	Центральная	теплосчет чик	10,2	2,08
ИП Лещук О.В.	665904 г. Слюдянка, ул. Советская48/1	Центральная		192	70,88
Муниципальное казенное учреждение «Комитет по управлению муниципальным имуществом и земельным отношениям муниципального образования Слюдянский район»	665904 г. Слюдянка, ул. Советская, 42	Центральная	теплосчет чик	155,6	47,46

ОАО ЖТК	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина,111	Центральная	теплосчет чик	225	115,73
ИП Семенова Татьяна Валерьевна	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина,87-1	Центральная	теплосчет чик	39,1	11,61
ООО "Версаль+"	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина,136,ул.Советск ая46,а	Центральная	теплосчет чик	377	74,85
ИП. Андриевская В.И.	ул.Ленина87-15	Центральная	теплосчет чик	37,9	11,26
Багиров Абидин Губад оглы	ул.Ленина,97-19	Центральная		30	8,88
ООО "БТИ по Слюдянскому району"	ул.Ленина83а	Центральная		10,5	4,34
ООО Байкал Инфо Тех	Колхозная,5-10	Центральная	теплосчет чик	45,1	9,5
ИП Греб К.А.	ул.Советская,50-26	Центральная	теплосчет чик	35	10,42
ИП Молчанов С.Ю.	Ленина,92/4	Центральная		31	5,33
ООО Эко-хим маркет	Пушкина1-3	Центральная		67,4	22,39
ООО Исида	Советская,27 пом1	Центральная	теплосчет чик	67,3	19,99
ООО Маяк	Советская,19б	Центральная	теплосчет чик	379	53,03
ООО "ТелеНэт"	Ржанова,5	Центральная	теплосчет чик	16,9	6,73
ООО Курбатов	Ленина,99/2	Центральная		50	8,69
ОАО "Сибирское ипотечное общество"	ул.Ленина 99 пом10	Центральная		71,4	25,45
ИП Рябинина	ул.Советская,34	Центральная	теплосчет чик	20	3,77
Притыко И.А	ул.Ленина 116	Центральная		119,8	35,58
Владелец гаража, в лице Попова Альберта Юрьевича	ул.Слюдяная, д.4А,	Центральная		92,45	21,11
Владелец гаража, в лице Попова Эдуард Альбертович	ул.Слюдяная, д.4А,	Центральная		132	39,5
ИП Носырева Ирина Тарасовна	ул. Ленина 89, кв.13	Центральная	теплосчет чик	119,8	28,38
Владелец помещения Адамян Акоп Саркисович	Слюдянка, ул. Кутелева, д.59	Центральная		751,1	20,75
Макаров В. А.	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 99	Центральная		123,6	34,95
Коваленко Олеся Владимировна	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 118/3	Центральная		42	12,36
Симоненко Н.С.	Ржанова,4 гаражи потери	Центральная		401	103,24
Михайличенко О.В.	Героя Ивана Тонконог,49	Центральная		Потери	2,51
Агаева Г.Ф	.Слюдянка, ул.Ленина, дом 130, пом. 35	Центральная	теплосчет чик	Потери	3,3
ИП Манзюк	г. Слюдянка, ул.Советская 19 А	Центральная		46,8	9,89
ИП Орлова	г. Слюдянка, ул.Советская 19 А	Центральная		12,7	2,61
АНО "Перспектива"	г. Слюдянка, ул.Ржанова, 4	Центральная	теплосчет чик	59,5	10,96

ИП Колесник	г. Слюдянка, ул.Советская 19 А	Центральная		35,19	7,21
ИП Трифонова	665904 г. Слюдянка,ул.Советская 11/1	Центральная		88	28,48
Славное море	665904 г. Слюдянка,ул.Ленина, 110	Центральная		105,43	42,26
ИП Верянский	665904 г. Слюдянка,ул.40 лет Октября 11 а	Центральная		41	41,80
Сумцова	65904 г. Слюдянка,ул.Ленина, 118-5	Центральная		50,2	17,89
ИП Кузьмина	665904 г. Слюдянка, ул.Советская 19А лит Б	Центральная		76,33	15,73
Абраамян Г.Г	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина, 92-а	Центральная		481,71	34,81
ИП Богомолов	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина, 99	Центральная		87,8	31,18
Турдикулов И.Н	665904 г. Слюдянка, ул., ул. Героя Ивана Тонконога, д. 18	Центральная		спутник	0,53
ИП Шагдарова	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина д 63	Центральная	теплосчет чик	766,5	130,53
ИП Ахадов	665904 г. Слюдянка, ул. Советская, 19Б	Центральная		130,6	26,73
ИП Соломина	Советская, 9,Советская, 39,Советская, возле "Спутник",	Центральная		161	85,09
ИП Зинуров Г.Т.	665904,г.Слюдянка, 40лет Октября 56а	Центральная	теплосчет чик	100,7	46,79
Архипов С.В.	665904 г. Слюдянка, ул.Ленинградская 2а, пом. 3	Центральная		32	8,50
Смирнов	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина 99А	Центральная		6	0,46
Симоненко Е. гараж	665904 г. Слюдянка, ул.пер.Почтовый 1/3	Центральная	теплосчет чик	потери	0,23
Янковская В А	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина 111	Центральная	теплосчет чик	225	56,64
Яненко Л.И	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина, 108	Центральная		64,5	22,99
Киреева Л.П	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина 95 пом 2	Центральная	теплосчет чик	44,3	9,01
ИП Вакуленко П.А	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина, д.97, пом. 1	Центральная		29,8	10,62
ИП Гигин	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина 99	Центральная		спутник	1,37
ИП Демина В.В	665904 г. Слюдянка, ул.Советская, д.50	Центральная	теплосчет чик	10,4	2,87
ДКЖД г. Слюдянка	665904 г. Слюдянка, ул.Парижской коммуны 1 а	Центральная	теплосчет чик	1607,6	200,81

Кочегарова Т.Н.	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина, д.95, кв. 1	Центральная	теплосчет чик	31	9,57
Чупина М.С.	665904 г. Слюдянка,ул.Советская 52	Центральная	теплосчет чик	805	49,44
Мухаметшина	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина, д.124	Центральная		5,2	1,68
Степанова	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина, д.124	Центральная		16,9	3,36
ООО ИРЦ	665904,г.Слюдянка, ул.Ленина 124	Центральная		99,8	32,33
КПРФ	665904 г. Слюдянка, ул. ул.Ленина 124	Центральная		19,9	6,27
Кайсаров М.М	665904 г. Слюдянка,.пер.Почтов ый, д. 1/2	Центральная		потери	0,59
Савенко К А	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина, 95	Центральная	теплосчет чик	10,9	2,22
Кобелева Л. В	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина, д.124	Центральная		3,1	0,86
ООО ИТК	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина, д.124	Центральная		12,9	4,18
Геоградинфо	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина, д.124	Центральная		10,4	3,35
Ахадзаде Ш	665904 г. Слюдянка, ул.Советская, 50/1 а	Центральная	теплосчет чик	93,4	9,33
И Н Балдакова	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина, д.85, кв.3	Центральная		34,2	8,13
Мальцев А.Я.	665904 г. Слюдянка, ул.Ленина, д.124 пом 33	Центральная		22,1	2,56
Боков К.И.	665902 г. Слюдянка, Ленина, 95-18	Центральная		57,7	1,7
Архипов С.В.	665902 г. Слюдянка, ул. Ленинградская, д. 2А	Центральная		31,6	9,6
ООО Эко-Хим Маркет	665902 г. Слюдянка,Ленина,1б-1, Ленина, 108-3	Центральная		162,4	48,14
ООО Эко-Хим Маркет	665902 г. Слюдянка, Пушкина,1-3	Центральная		75,0	11,2
ИП Вакуленко	665902 г. Слюдянка, Ленина, 97-1	Центральная		29,8	10,62
Абраамян	665902 г. Слюдянка, Ленина, 92а	Центральная		218,0	13,8
Терентьева А.Е.	665902 г. Слюдянка, Советская,46А	Центральная		236,3	41,26
Терентьева А.Е.	665902 г. Слюдянка, Советская,46/2	Центральная		31,25	5,47
Итого:				87843,67	22529,74
Всего:				**126610,8**	**29503,23**

Часть 6 " Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки"

1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в сетях и присоединенной тепловой нагрузки

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

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

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

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

Перечисленные характеристики указаны в таблице 1.40.

Таблица 1.40– Балансы тепловой мощности на источнике

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Мощность тепловой энергии нетто, Гкал/ч
Центральная	57,4	29,601	57,4
Рудо	15,211	6,785	15,211
Перевал	11,193	11,267	11,193
Стройка	6,46	3,776	6,46
СМП	3,52	2,004	3,52
Дом Ребенка	0,976	0,253	0,976
Резерв	1,2	0,468	1,2
Ростелеком	0,747	0,173	0,747
«Собственная База»	0,728	0,241	0,728
Сухой ручей	0,104	0,118	0,104

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

В таблице 1.41 представлены сведения о резервах тепловой мощности «нетто» на источниках тепловой энергии.

Таблица 1.41 - Балансы тепловой мощности на источниках тепловой энергии

Наименование котельной	Установленная мощность «нетто», Гкал/ч	Максимально присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв (+)/ дефицит (-),	
			Гкал/ч	%
Центральная	57,4	29,601	13,449	14,54335
Рудо	15,211	6,785	8,426	9,934598
Перевал	11,193	11,267 3,776	-0,074 1,384	22,41876 13,66524
Стройка	6,46	3,776 0,241	1,384 0,417	38,56898 27,27002
СМП	3,52	0,173	0,574	43,27667
Дом Ребенка	0,976	0,253	0,723	17,46821
Резерв	1,2	0,468	0,732	25,65684
Ростелеком	0,747	0,173	0,345	8,798646
«Собственная База»	0,728	0,241	0,228	14,95814
Сухой ручей	0,104	0,118	-0,067	14,54335

На основании представленной информации следует вывод о том, что существующие источники тепловой энергии имеют резервы тепловой мощности, кроме котельной «Перевал», и Сухой ручей – на пиковые морозы.

В перспективе возможно подключение некоторого количества потребителей к системам теплоснабжения от рассматриваемых котельных, а также присоединения тепловых сетей от котельной «Рудо» к «Центральной».

1.6.3. Описание гидравлических режимов, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю

В Приложении 4 представлены пьезометрические графики для существующих систем теплоснабжения от котельных Слюдянского городского поселения. Пьезометрические графики построены на основании значений, полученных по результатам поверочного расчета существующих схем теплоснабжения, выполненных на электронной модели. Пьезометрические графики построены для наиболее протяженных участков теплотрасс.

Из анализа пьезометрических графиков следует вывод: существующие системы теплоснабжения способны обеспечивать потребителей тепловой энергией требуемого качества и в нужном количестве. Наличие резервов тепловой мощности на источниках в совокупности с комфортным гидравлическим режимом передачи тепловой энергии позволят в перспективе производить подключение некоторого числа потребителей к существующим системам теплоснабжения.

№ пп	Наименование источника тепловой энергии (луча тепловой сети)	Давление прямой линии, кгс/см2	Давление обратной линии, кгс/см2	Примечания
1.	Котельная «Центральная»			

1.1.	Луч теплотрассы «город Центральный»	6	3	
1.2.	Луч теплотрассы «Восточный»	7	3	
1.3.	Трубопровод пара от котельной до ЦТП	2-7	0	Конденсат не возвращается
1.4.	Теплотрасса от «Центрального теплового пункта» (ЦТП)	6	3	
2	Котельная «Перевал»			
2.1.	Теплотрасса от котельной до Нижнего теплового пункта «Перевал»	4,8	2,2	
2.2.	Теплотрасса от Нижнего теплового пункта к потребителям микрорайона Перевал (Квартал)	5,8	3,8	
2.3.	Теплотрасса от Нижнего теплового пункта к потребителям микрорайона «Березовый»	6	3,5	
3.	Котельная «Рудо»			
3.1.	Луч теплотрассы «Город»	6	3	
3.2.	Луч теплотрассы «Школьная»	6	3	
4.	Котельная «Стройка»			
4.1.	Теплотрасса на микрорайон «Стройка»	5	2	
5.	Котельная «Дом Ребенка»			
5.1.	Теплотрасса на учреждение «Дом ребенка»	4,8	4	
6.	Котельная «Собственная База»			
6.1.	Теплотрасса «Собственная База»	2,5	1,5	
7.	Котельная «Ростелеком»			
7.1.	Теплотрасса «Ростелеком»	4,8	3,8	
8.	Котельная «СМП»			
8.1.	Теплотрасса на отопление микрорайона «СМП»	4	2	
8.2.	Теплотрасса на горячее водоснабжение микрорайона	4	2	
9	Котельная «Резерв»			
9.1.	Теплотрасса «Резерв»	6	4	
10	Электрокотельная «Сухой ручей»			
10.1.	Теплотрасса «Сухой Ручей»	4,4	4	

Часть 7 "Балансы теплоносителя"

1.7.1 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в

перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

В данном разделе рассматриваются балансы теплоносителя для существующих источников тепловой энергии. На котельных «Рудо», «Центральная» и «Перевал» имеются системы водоподготовки, предназначенные для улучшения качества подпиточной воды в тепловые сети. Остальные котельные используют воду на подпитку тепловой сети напрямую из хозяйственно питьевого водопровода.

В качестве источника тепловой энергии используются бойлерные котельных, в которых установлены сетевые подогреватели. В качестве греющей среды используется пар. Отпуск тепловой энергии от бойлерной потребителям осуществляется с теплофикационной водой. Баланс потерь теплоносителя и резерв производительности водоподготовительной установки (ВПУ) представлен в таблице 1.43.

Таблица 1.43 - Баланс системы водоподготовки для подпитки тепловой сети

Наименование	Существующее потребление, т/ч
ГВС потребителей	29,948
Подпитка тепловых сетей	3,411
Резерв ВПУ	266,647
Всего производительность ВПУ	33,353

Утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей на предприятии не установлено.

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

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

Основным топливом для котельных является каменный и бурый уголь, который поставляется до городского поселения железнодорожным транспортом и развозится по районным котельным автомобильным транспортом.

Резервное топливо для котельных отсутствует.

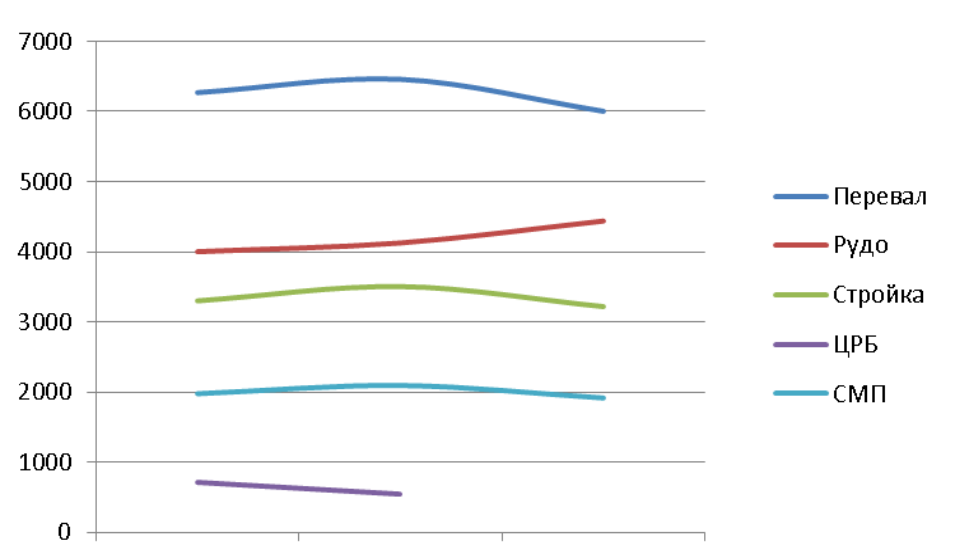
В целях централизации завоза было принято решение о переводе всех котельных на один вид угля, однако не учтены особенности оборудования, рассчитанные на тот или иной сорт угля и его месторождения, в результате чего возможно повышение его расхода, снижение производительности котлоагрегатов и выхода из строя котельного оборудования.

В таблице 1.44. и рисунках 1.8-1.10 приведена статистика и динамика

планового расхода топлива котельными.

Таблица 1.44 – Фактический расход топлива в 2017-2023 г.г.

Котельная		Расход топлива, т у.т.					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Центральная	15913,4	18516,9	18516,9	18610,2	12824	1577,1	17163,7
Перевал	6724,4	7404,7	7404,7	7442,0	6239,9	6841,0	4325,2
Рудо	4254,7	4468,3	4468,3	4490,8	3828,4	4159,6	4325,2
Стройка	2684,9	3196,3	3196,3	3212,4	2564,3	2888,4	3050,4
СМП	1744,7	1703,6	1703,6	1712,2	1503,2	1607,7	1660,0
Резерв	252,2	357,4	357,4	359,2	266,1	312,7	335,9
Собственная база	159,2	176,7	176,7	177,6	282,5	230,1	203,8
Ростелеком	149,8	135	135	135,7	163,2	149,5	142,6
Дом ребенка	364,4	319,7	319,7	321,3	13,1	167,2	244,3
Всего:	32247,70	36278,60	36278,6	36461,4	27684,7	32073,1	34267,2



2017 2018 2019

Рисунок 1.8 – Динамика планового расхода топлива «Центральной» котельной

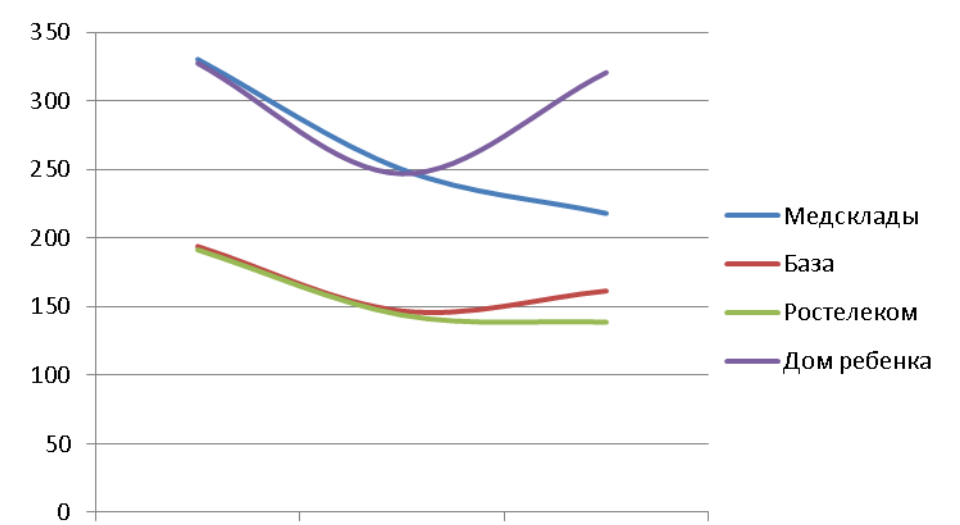


Рисунок 1.9 – Динамика планового расхода топлива котельными

«Перевал», «Рудо», «Стройка», «ЦРБ», СМП»

Из вышеприведенных графиков видно, что в целом идет снижение потребления топлива. Увеличение потребления топлива котельной «Рудо» связано с подключением тепловой нагрузки котельной «ЦРБ» и её закрытием. Плановое увеличение потребления топлива котельной «Дом ребенка» обусловлено повышением резерва на случай непредвиденного ухудшения климатических условий в отопительном сезоне.

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

Аварийное топливо котельных г.п. Слюдянка отсутствует.

По сравнению со схемой теплоснабжения 2013 года, в 2024 году изменения в части запасов аварийного топлива не зафиксированы.

1.8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

Природные углеводородные газы представляют собой смесь предельных углеводородов вида C_nH_{2n+2}. Основную часть природного газа составляет метан CH_4 — до 98 %. В состав природного газа могут также входить более тяжёлые углеводороды — гомологи метана: - этан (C_2H_6), - пропан (C_3H_8), - бутан (C_4H_{10}), а также другие неуглеводородные вещества: - водород (H_2), - сероводород (H_2S), - диоксид углерода (CO_2), - азот (N_2), - гелий (He). Чистый природный газ не имеет цвета и запаха. Чтобы можно было определить утечку по запаху, в газ добавляют небольшое количество веществ, имеющих сильный неприятный запах, так называемых одорантов. Чаще всего в качестве одоранта применяется этилмеркаптан. Для облегчения транспортировки и хранения природного газа его сжижают, охлаждая при повышенном давлении. Ископаемые угли отличаются друг от друга соотношением слагающих их компонентов, что определяет их теплоту сгорания.

Содержание углерода в каменном угле, в зависимости от его сорта, составляет от 75 % до 95 %. Содержат до 12 % влаги (3-4 % внутренней), поэтому имеют более высокую теплоту сгорания по сравнению с бурыми углями. Содержат до 32 % летучих веществ, за счёт чего неплохо воспламеняются. Образуются из бурого угля на глубинах порядка 3 км. По петрографическому составу кузбасские угли в балахонской и кольчугинской сериях в основном гумусовые, каменные (с содержанием витринита соответственно 30 – 60 % и 60 – 90 %), в тарбаганской серии – угли переходные от бурых к каменным. По качеству угли разнообразны и относятся к числу лучших углей. В глубоких горизонтах угли содержат: золы 4 - 16 %, влаги 5 –15 %, фосфора до 0,12 %, летучих веществ 4 - 42 %, серы 0,4 - 0,6 %; обладают теплотой сгорания 7000 - 8600 ккал/кг (29,1 - 36,01 МДж/кг); угли, залегающие вблизи поверхности, характеризуются более высоким содержанием влаги, золы и пониженным содержанием серы. Метаморфизм каменных углей

понижается от нижних стратиграфических горизонтов к верхним. Угли используются в коксовой и химической промышленности и как энергетическое топливо.

Концессионером в 2020-2021 годы для обеспечения работы объекта соглашения путем проведения торговых процедур заключен договор на поставку угля (марка ЗБР и ДКОМ) с ООО «Облресурс».

Концессионером с 2023 года для обеспечения работы объекта соглашения путем проведения торговых процедур заключены договоры на поставку угля (марка ЗБР и ДКОМ) с АО «ВладИнвест».

1.8.4 Описание использования местных видов топлива

Местным видом топлива в г.п. Слюдянка используется уголь марки ЗБР и ДКОМ в таблице ниже приведена разбивка, марки топлива по источникам теплоснабжения:

№ пп	Котельная	Марка угля
1	Центральная	Уголь бурый марки Б, третий, рядовой (ЗБР)
2	Перевал	Уголь бурый марки Б, третий, рядовой (ЗБР)
3.	Рудо	Уголь бурый марки Б, третий, рядовой (ЗБР)
4	Стройка	Уголь бурый марки Б, третий, рядовой (ЗБР)
5	СМП	Уголь бурый марки Б, третий, рядовой (ЗБР)
6	Дом ребенка	-
7.	Собственная База	Уголь каменный, марки Д, обогащенный (ДКОМ)
8	Резерв	Уголь каменный, марки Д, обогащенный (ДКОМ)
9	Ростелеком	Уголь каменный, марки Д, обогащенный (ДКОМ)
10	Эл. Котельная Сухой ручей	электроэнергия

Часть 9 "Надежность теплоснабжения"

1.9.1 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Уровень надёжности поставляемых товаров и оказываемых услуг регулируемой организацией определяется исходя из числа возникающих в результате нарушений, аварий, инцидентов на объектах данной регулируемой организации.

Для определения надежности системы коммунального теплоснабжения используются критерии, характеризующие состояние электроснабжения, водоснабжения, топливоснабжения источников теплоты, соответствие мощности теплоисточников и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам, техническое состояние и резервирование тепловых сетей.

где:

Э К - надежность электроснабжения источника теплоты;

В К - надежность водоснабжения источника теплоты;

Т К - надежность топливоснабжения источника теплоты;

Б К - размер дефицита (соответствие тепловой мощности источников теплоты и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей);

Р К - коэффициент резервирования, который определяется отношением резервируемой на уровне центрального теплового пункта (квартала, микрорайона) расчетной тепловой нагрузи к сумме расчетных тепловых нагрузок подлежащих резервированию потребителей, подключенных к данному тепловому пункту;
С К - коэффициент состояния тепловых сетей, характеризуемый наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов.

Данные критерии зависят от наличия резервного электро-, водо-, топливоснабжения, состояния тепловых сетей и пр., и определяются индивидуально для каждой системы теплоснабжения в соответствие с «Организационно-методическими рекомендациями по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации» МДС 41-6.2000 (утвержден приказом Госстроя РФ от 6 сентября 2000 г. №203).

Существует несколько степеней надежности системы теплоснабжения:
- высоконадежные - $K > 0,9$,
- надежные - $0,75 < K < 0,89$,
- малонадежные - $0,5 < K < 0,74$,
- ненадежные - $K < 0,5$.

Критерии надежности системы теплоснабжения г.п. Слюдянка приведены в таблице 2.30.

Таблица 2.31 – Критерии надежности системы теплоснабжения городского поселения Слюдянка

Наименование котельной	$К_э$	$К_в$	$К_т$	$К_б$	$К_р$	$К_с$	К	Оценка надежности
Центральная	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**0,71**	**0,98**	**0,83**	**надежная**
Стройка	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**0,75**	**0,98**	**0,95**	**надежная**
База	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**0,31**	**0,98**	**0,95**	**надежная**
СМП	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**0,75**	**0,98**	**0,78**	**надежная**
Рудо	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**0,75**	**0,98**	**0,95**	**надежная**
Перевал	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**0,31**	**0,98**	**0,95**	**надежная**
Резерв	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**0,71**	**0,98**	**0,95**	**надежная**
Дом ребенка	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**1,0**	**0,71**	**0,98**	**0,95**	**надежная**

1.9.2 Частота отключений потребителей

Аварийные отключения потребителей происходили из-за отказа тепловых сетей и необходимости их ремонта. Перерывы прекращения подачи тепловой энергии не превышали величины 54 ч, что соответствует второй категории потребителей согласно СП.124.13330.2012 «Тепловые сети».

1.9.3 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

Среднее время восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений не превышает 15 ч, что соответствует требованиям п.6.10 СП.124.13330.2012 «Тепловые сети».

1.9.4 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике"

Аварийные ситуации при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2015 г. № 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике", за последние 2 года в Слюдянском муниципальном образовании зафиксированы.

Анализ показал, что причинами аварийных ситуаций при теплоснабжении послужил высокий износ сетей теплоснабжения и электроснабжения.

1.9.5 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении

Согласно СП.124.13330.2012 «Тепловые сети» полное восстановление теплоснабжения при отказах на тепловых сетях должно быть в сроки, указанные в таблице 2.32.

Таблица 2.32 Сроки восстановления теплоснабжения при отказах на тепловых сетях

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч
300	15
400	18
500	22
600	26
700	29
800-1000	40
1200-1400	До 54

Перерывы прекращения подачи тепловой энергии не превышали величины 54 ч, что соответствует второй категории потребителей согласно СП.124.13330.2012 «Тепловые сети».

Часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций"

Сведения, подлежащие раскрытию результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации РФ №1140 от 30.12.2009 г. «Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющих деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии» приведены в таблицах 1.45-1.46.

Таблица 1.45 – Результаты хозяйственной деятельности ООО «УКС» в 2019 - 2023 г. г.

			Факт	Факт	Факт	Факт	Факт
№	Наименование показателя	Ед.изм.	2019	2020	2021	2022	2023
	Является ли организация плательщиком НДС		да	да	да	Да	Да
1	Топливо на	тыс.руб	122557,9	130856,1	137714,2	130429	157480
	Уголь	тыс.руб	122557,9	130856,1	137714,2	130429,52	157480,43
	Цена топлива (руб./т.), в том числе	руб.т	1832,8	2097,2	2276,3	2660,10	3339,30
	Объем топлива (т.)	тн.	66868,3	62395,0	60500,2	49 033,86	47 159,73
2	Вода на	тыс.руб	11416,7	13731,3	13301,5		
3	Оплата труда производственных рабочих	тыс.руб	65961,2	67280,4	68925,8	50321,61	53 833,01
4	Отчисления на соц. нужды с оплаты труда производственных рабочих	тыс.руб	19920,3	20318,7	20815,6	12989,92	13125,92
5	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе	тыс.руб	5189,4	5293,3	4443,4	7530,24	6033,85
	материалы, в том числе	тыс.руб	5189,4	5293,3	5405,9	7530,24	6033,85
6	Общехозяйственные расходы всего, в том	тыс.руб	15404,3	15712,4	16071,8	25168,05	25725,24
	заработная плата АУП	тыс.руб	11831,3	12067,9	12343,9		
	отчисления на социальные нужды от заработной платы АУП	тыс.руб	3573,0	3644,5	3727,9		
7	Затраты на покупную электрическую энергию,	тыс.руб	24725,1	28921,0	23624,5	24822,45	26536,86
7.1	энергия НН (0,4 кВ и ниже)	тыс.руб	196,5	502,5	97,5	230,55	132,17
	тариф на энергию	руб/кВт.ч	3,3	3,4	3,4	3,94	4,35
	объем энергии (тыс.кВт.ч)	тыс.кВт.ч	60,1	146,6	28,6	58,47	30,39
7.2	энергия СН 1 (1-20 кВ)	тыс.руб	8146,8	8544,4	8040,6	8 025,14	7 553,30

	тариф на энергию	руб/кВт.ч	2,5	2,6	2,7	3,15	3,64
	объем энергии (тыс.кВт.ч)	тыс.кВт.ч	3254,1	3254,1	2967,0	2549,25	2075,59
7.3	энергия СН 2 (35 кВ)	тыс.руб	16381,8	16255,5	11711,2	12 399,33	13967,05
	тариф на энергию	руб/кВт.ч	3,0	3,2	3,1	3,44	3,92
	объем энергии (тыс.кВт.ч)	тыс.кВт.ч	5424,4	5136,1	3813,4	3599,71	3557,65
7.4	энергия ВН (110 кВ и	тыс.руб		3618,6	3775,3	4 167,43	4 884,35
	тариф на энергию	руб/кВт.ч		2,4	2,4	2,73	3,10
	объем энергии (тыс.кВт.ч)	тыс.кВт.ч		1541,8	1541,8	1 525,96	1 574,59
8	Прочие затраты	тыс.руб.	15758,9	11817,4	9125,8	6 370,59	5 758,30
9	Всего расходы	тыс.руб.	280933,8	293930,6	294022,4	257 632,38	288493,62
10	Убыток (-) Прибыль (+)	тыс.руб	6617,3	6937,2	6854,5	-28 315,06	-24677,98
11	Товарная продукция без	тыс.руб.	287551,1	300867,8	300877,0	229 317,32	263815,64
12	Товарная продукция с	тыс.руб.	345061,3	361041,4	361052,4	269690,21	308894,04
13	Полезный отпуск	Гкал	163469,9	166259,4	163469,9	109867,40	110490,46
	Тариф без НДС,	руб./Гкал	1759,0	1809,6	1840,6	1 987,48	2 338,85
	Тариф с учетом НДС, руб./Гкал	руб./Гкал	2110,9	2171,6	2208,7	2384,98	2806,62

Таблица 1.46 – Результаты хозяйственной деятельности ООО «УКС» в 2019 - 2023 г.г.

№	Наименование статей	Ед. изм.	Факт 2019	Факт 2020	Факт 2021	Факт 2022	Факт 2023	Факт 2024
I	**Натуральные показатели:**							
	Реализовано, в т.ч.:	**Гкал**	**132853**	**113880**	**110451**	**109867**	**108440**	**104985**
	Население	Гкал	99987,6	83176,8	79729,3	79218	77443	73075
	Бюджетные организации	Гкал	15020,8	13294,4	13671,8	13505	12986	12698
	Коммерческие организации	Гкал	17844,6	17409,1	17050,3	17144	18012	19212
	Собственные объекты ЖКК	Гкал	0	0	0	0	0	0
II	**Полная себестоимость , в т.ч. по статьям:**		**280934**	**293931**	**294022**	**257632**	**288494**	**280607**
1	**Материальные затраты, в т.ч.:**	**тыс.руб.**	**163889**	**178802**	**180046**	**162782**	**190051**	**215381,1**
1.1.	Материалы (запчасти)	тыс.руб.	5189,44	5293,3	5405,88	7530	6034	8659,1
1.2.	Электроэнергия	тыс.руб.	24725,1	28921	23624,5	24822	26537	47584
1.3.	Топливо (уголь)	тыс.руб.	122558	130856	137714	130430	157480	159138
1.4.	Холодное водоснабжение (добыча воды)	тыс.руб.	11416,7	13731,3	13301,5	-	-	-
2	**Расходы на оплату труда, в т.ч.:**	**тыс.руб.**	**85881,5**	**87599,1**	**89741,3**	**50322**	**53833**	**46805**

2.1	ФОТ рабочих	тыс.руб.	65961,2	67280,4	68925,8	50322	53833	35949
2.2.	Отчисления на ФОТ рабочих 30,2%	тыс.руб.	19920,3	20318,7	20815,6	12990	13126	10856
3	**Общехозяйственные расходы**	**тыс.руб.**	**15404,3**	**15712,4**	**16071,8**	**25168**	**25725**	**28979,8**

Из таблицы 1.46 видно, что набольшая часть затрат в 2021 году приходится на покупку топлива и составляет 44,2 %, расходы на оплату труда составили 22,7 %, на покупку электроэнергии – 9,8% и на материалы – 1,8%.

Для снижения затрат на выработку и отпуск тепловой энергии необходимо снизить потери тепловой энергии при ее передаче путем обновления устаревших участков тепловых сетей и теплоизоляционного слоя, а также внедрения энергоэффективного электрооборудования (насосы и тягодутьевые машины), перевод малых котельный (до 0.5 Гкал/час) в автоматизированный режим.

Часть 11 "Цены (тариф) 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

Тарифы на тепловую энергию и динамика их изменения за 2018 – 2024 годы, приведены в таблице 1.47.

Потребители тепловой энергии, чьи здания не оборудованы приборами учета, производят оплату исходя из тарифа за единицу общей отапливаемой площади.

Таблица 1.47 – Тарифы на тепловую энергию в 2018-2025 гг., руб./Гкал

Потребитель	2018 г.	2019г 1 полугодие.	2019 г 2 полугодие.	2020 г. 1 полугодие	2020 г. 2 полугодие	2021 г. 1 полугодие	2021 г. 2 полугодие
Организации (без НДС)	1733,34	1733,34	1821,02	1821,02	1851,88	1851,88	1954,26
Население (с НДС)	1720,57	1749,81	1800,55	1800,55	1895,96	1895,96	1968,0
Период	2022 г. 1 полугодие	2022 г. 2 полугодие	2023 г. 1 полугодие	2023 г. 2 полугодие	2024 г. 1 полугодие	2024 г. 2 полугодие	2025 г. 1 полугодие
Организации (без НДС)	1954,26	1987,48	1987,48	2338,85	2338,85	2502,96	2502,96
Население (с НДС)	1968,0	2036,88	2036,88	2240,56	2240,56	2475,80	2475,8

Из анализа таблицы 1.47 следует, что тарифы на тепловую энергию неуклонно растут. Основной причиной увеличения тарифов на тепловую энергию, производимую котельными, является постоянное повышение цены на энергоносители, необходимые для производства тепловой энергии, постоянные вложения в ремонт оборудования. Основная причина повышения тарифов на тепловую энергию для коммунально-бытовых потребителей - это увеличение потерь тепловой энергии ввиду низкой интенсивности обновления тепловых сетей.

В последнее время рост тарифов на тепловую энергию ограничен и не может превышать 15% в год, в результате чего для теплогенерирующих и теплосетевых организаций на территории Российской Федерации намечается тенденция к становлению убыточными организациями. Данный вывод подтверждают фактические показатели финансово-хозяйственной деятельности ООО «УКС», представленные в части 10 главы 1.

Из данной таблицы видно, что средний рост за последние 4 года составил 4,1%. Учитывая существующее положение по состоянию систем теплоснабжения и необходимых вложений в их реорганизацию, необходимо прорабатывать вопрос поиска инвесторов. Модернизация тепловых сетей и теплогенерирующего оборудования позволит достигнуть снижения себестоимости выработки и передачи тепловой энергии. Для возврата инвестиций в тариф возможно включить инвестиционную составляющую, которая за 5-7 лет вернет инвестору вложения.

Тарифы на ГВС и теплоноситель приведены в сканированном варианте оригиналов ниже:

СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

ПРИКАЗ

6 октября 2021 года № 79-244-спр

Иркутск

Об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522) на территории Слюдянского муниципального образования

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», руководствуясь Положением о службе по тарифам Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 7 июня 2012 года № 303-пп, распоряжением Губернатора Иркутской области от 14 сентября 2021 года № 600-рк, учитывая итоги рассмотрения данного вопроса на заседании Правления службы по тарифам Иркутской области 29 сентября 2021 года,

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Установить долгосрочные тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям ООО «Управление коммунальными системами» на территории Слюдянского муниципального образования, с календарной разбивкой согласно приложению 1.

2. Установить долгосрочные параметры регулирования деятельности ООО «Управление коммунальными системами» на территории Слюдянского муниципального образования, устанавливаемые на 2022 - 2026 годы для формирования тарифов с использованием метода индексации установленных тарифов, согласно приложению 2.

3. Тарифы, установленные в пункте 1 настоящего приказа, действуют с 1 января 2022 года по 31 декабря 2026 года.

4. Компенсацию выпадающих доходов ООО «Управление коммунальными системами» от реализации населению тепловой энергии для целей отопления по тарифам, не обеспечивающим возмещение экономически обоснованных расходов, осуществлять за счет средств областного бюджета, предусмотренных в законе Иркутской области об областном бюджете на соответствующий финансовый год.

5. Признать утратившими силу с 1 января 2022 года:

1) приказ службы по тарифам Иркутской области от 26 октября 2018 года № 256-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522) на территории Слюдянского муниципального образования, и о внесении изменений в приказ службы по тарифам Иркутской области от 25 ноября 2016 года № 314-спр»;

2) пункт 99 приказа службы по тарифам Иркутской области от 20 декабря 2018 года № 520-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области»;

3) приказ службы по тарифам Иркутской области от 11 октября 2019 года № 255-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области»;

4) пункт 67 приказа службы по тарифам Иркутской области от 20 декабря 2019 года № 436-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области»;

5) приказ службы по тарифам Иркутской области от 29 октября 2020 года № 262-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области»;

6) пункт 34 приказа службы по тарифам Иркутской области от 18 декабря 2020 года № 406-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области».

6. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию.

Заместитель руководителя службы А.А. Солопов

КОПИЯ ВЕРНА
Служба по тарифам
Иркутской области

Приложение 1
к приказу службы по тарифам
Иркутской области
от 6 октября 2021 года № 79-244-сп

ДОЛГОСРОЧНЫЕ ТАРИФЫ НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ, ПОСТАВЛЯЕМУЮ ПОТРЕБИТЕЛЯМ ООО «УПРАВЛЕНИЕ КОММУНАЛЬНЫМИ СИСТЕМАМИ» НА ТЕРРИТОРИИ СЛЮДЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Период действия	Вода
ООО «Управление коммунальными системами»	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения		
	одноставочный тариф, руб./Гкал (без учета НДС)	с 01.01.2022 по 30.06.2022	1 954,26
		с 01.07.2022 по 31.12.2022	1 987,48
		с 01.01.2023 по 30.06.2023	1 987,48
		с 01.07.2023 по 31.12.2023	2 035,38
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	2 035,38
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	2 113,09
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	2 113,09
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	2 193,89
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	2 193,89
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	2 277,86
	Население		
	одноставочный тариф, руб./Гкал (с учетом НДС)	с 01.01.2022 по 30.06.2022	1 968,00
		с 01.07.2022 по 31.12.2022	2 046,72
		с 01.01.2023 по 30.06.2023	2 046,72
		с 01.07.2023 по 31.12.2023	2 128,58
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	2 128,58
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	2 213,72
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	2 213,72
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	2 302,26
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	2 302,26
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	2 394,35

Начальник управления регулирования
цен (тарифов) и контроля в сфере теплоснабжения
службы по тарифам Иркутской области А.А. Медведева

Приложение 2
к приказу службы по тарифам
Иркутской области
от 6 октября 2021 года № 79-244-сп

ДОЛГОСРОЧНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ООО «УПРАВЛЕНИЕ КОММУНАЛЬНЫМИ СИСТЕМАМИ» НА ТЕРРИТОРИИ СЛЮДЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ, УСТАНАВЛИВАЕМЫЕ НА 2022 - 2026 ГОДЫ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ТАРИФОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА ИНДЕКСАЦИИ УСТАНОВЛЕННЫХ ТАРИФОВ

Наименование регулируемой организации	Год	Базовый уровень операционных расходов	Индекс эффективности операционных расходов	Нормативный уровень прибыли	Показатели энергосбережения и энергетической эффективности	Динамика изменения расходов на топливо
		тыс. руб.	%	%		
ООО «Управление коммунальными системами»	2022	96 578,9	1,0	0,0	-	-
	2023	-	1,0	0,0	-	-
	2024	-	1,0	0,0	-	-
	2025	-	1,0	0,0	-	-
	2026	-	1,0	0,0	-	-

Начальник управления регулирования
цен (тарифов) и контроля в сфере теплоснабжения
службы по тарифам Иркутской области А.А. Медведева

КОПИЯ ВЕРНА
Служба по тарифам
Иркутской области

СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

ПРИКАЗ

6 октября 2021 года № 79-246-спр

Иркутск

Об установлении долгосрочных тарифов на горячую воду в отношении ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522), обеспечивающего горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на территории Слюдянского муниципального образования

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», руководствуясь Положением о службе по тарифам Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 7 июня 2012 года № 303-пп, распоряжением Губернатора Иркутской области от 14 сентября 2021 года № 600-рк, учитывая итоги рассмотрения данного вопроса на заседании Правления службы по тарифам Иркутской области 29 сентября 2021 года,

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Установить долгосрочные тарифы на горячую воду в отношении ООО «Управление коммунальными системами», обеспечивающего горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на территории Слюдянского муниципального образования, с календарной разбивкой согласно приложению.

2. Тарифы, установленные в пункте 1 настоящего приказа, действуют с 1 января 2022 года по 31 декабря 2026 года.

3. Компенсацию выпадающих доходов ООО «Управление коммунальными системами» от реализации населению горячей воды по тарифам, не обеспечивающим возмещение экономически обоснованных расходов, осуществлять за счет средств областного бюджета, предусмотренных в законе Иркутской области об областном бюджете на соответствующий финансовый год.

4. Признать утратившими силу с 1 января 2022 года:

1) приказ службы по тарифам Иркутской области от 26 октября 2018 года № 258-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на горячую воду в отношении ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522), обеспечивающего горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на территории Слюдянского муниципального образования, и о внесении изменений в приказ службы по тарифам Иркутской области от 25 ноября 2016 года № 316-спр»;

2) пункт 100 приказа службы по тарифам Иркутской области от 20 декабря 2018 года № 520-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области»;

3) пункт 68 приказа службы по тарифам Иркутской области от 20 декабря 2019 года № 436-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области»;

4) пункт 35 приказа службы по тарифам Иркутской области от 18 декабря 2020 года № 406-спр «О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области».

5. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию.

Заместитель руководителя службы А.А. Солопов

КОПИЯ ВЕРНА
Служба по тарифам
Иркутской области

Приложение
к приказу службы по тарифам
Иркутской области
от 6 октября 2021 года №7246-спр

ДОЛГОСРОЧНЫЕ ТАРИФЫ НА ГОРЯЧУЮ ВОДУ В ОТНОШЕНИИ ООО «УПРАВЛЕНИЕ КОММУНАЛЬНЫМИ СИСТЕМАМИ», ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) НА ТЕРРИТОРИИ СЛЮДЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Период действия	Компонент на теплоноситель (руб./куб.м)	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), (руб./Гкал)
ООО «Управление коммунальными системами»	Прочие потребители			
	одноставочный тариф (без учета НДС)	с 01.01.2022 по 30.06.2022	46,79	1 954,26
		с 01.07.2022 по 31.12.2022	48,94	1 987,48
		с 01.01.2023 по 30.06.2023	48,94	1 987,48
		с 01.07.2023 по 31.12.2023	50,68	2 035,38
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	50,68	2 035,38
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	52,47	2 113,09
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	52,47	2 113,09
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	54,34	2 193,89
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	54,34	2 193,89
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	56,27	2 277,86
	Население			
	одноставочный тариф (с учетом НДС)	с 01.01.2022 по 30.06.2022	40,84	1 968,00
		с 01.07.2022 по 31.12.2022	42,47	2 046,72
		с 01.01.2023 по 30.06.2023	42,47	2 046,72
		с 01.07.2023 по 31.12.2023	44,16	2 128,58
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	44,16	2 128,58
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	45,92	2 213,72
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	45,92	2 213,72
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	47,75	2 302,26
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	47,75	2 302,26
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	49,66	2 394,35

Начальник управления регулирования
цен (тарифов) и контроля в сфере теплоснабжения
службы по тарифам Иркутской области А.А. Медведева

КОПИЯ ВЕРНА
Служба по тарифам
Иркутской области

СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П Р И К А З

18 декабря 2020 года № 406-спр

Иркутск

О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 октября 2020 года № 2827-р, Законом Иркутской области от 7 марта 2012 года № 17-ОЗ «О льготных тарифах на тепловую энергию (мощность), теплоноситель», руководствуясь Положением о службе по тарифам Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 7 июня 2012 года № 303-пп, учитывая итоги рассмотрения данного вопроса на заседании Правления службы по тарифам Иркутской области 18 декабря 2020 года,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Внести в приложение 1 к приказу службы по тарифам Иркутской области от 6 июля 2016 года № 107-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям ООО «СибТеплоСервис» изменение, изложив тарифную таблицу в следующей редакции:

«

Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Период действия	Вода
ООО «СибТеплоСервис»	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения		
	одноставочный тариф, руб./Гкал (НДС не облагается)	с 01.01.2017 по 30.06.2017	1 347,68
		с 01.07.2017 по 31.12.2017	1 358,20
		с 01.01.2018 по 30.06.2018	1 358,20
		с 01.07.2018 по 31.12.2018	1 371,01
		с 01.01.2019 по 30.06.2019	1 371,01
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	1 475,90
		с 01.01.2020 по 30.06.2020	1 475,90
		с 01.07.2020 по 31.07.2020	1 615,91
	одноставочный тариф, руб./Гкал (без учета НДС)	с 01.08.2020 по 31.12.2020	1 543,76
		с 01.01.2021 по 30.06.2021	1 543,76
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	1 579,05
	Население		

34. Внести в приложение 1 к приказу службы по тарифам Иркутской области от 26 октября 2018 года № 256-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522) на территории Слюдянского муниципального образования, и о внесении изменений в приказ службы по тарифам Иркутской области от 25 ноября 2016 года № 314-спр» изменение, изложив тарифную таблицу в следующей редакции:

Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Период действия	Вода
ООО «Управление коммунальными системами»	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения		
	одноставочный тариф, руб/Гкал (без учета НДС)	с 30.10.2018 по 31.12.2018	1 733,34
		с 01.01.2019 по 30.06.2019	1 733,34
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	1 821,02
		с 01.01.2020 по 30.06.2020	1 821,02
		с 01.07.2020 по 31.12.2020	1 851,88
		с 01.01.2021 по 30.06.2021	1 851,88
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	1 954,26
	Население		
	одноставочный тариф, руб/Гкал (с учетом НДС)	с 30.10.2018 по 31.12.2018	1 720,57
		с 01.01.2019 по 30.06.2019	1 749,81
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	1 800,55
		с 01.01.2020 по 30.06.2020	1 800,55
		с 01.07.2020 по 31.12.2020	1 895,96
		с 01.01.2021 по 30.06.2021	1 895,96
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	1 968,00

».

35. Внести в приложение к приказу службы по тарифам Иркутской области от 26 октября 2018 года № 258-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на горячую воду в отношении ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522), обеспечивающего горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на территории Слюдянского муниципального образования, и о внесении изменений в приказ службы по тарифам Иркутской области от 25 ноября 2016 года № 316-спр» изменение, изложив тарифную таблицу в следующей редакции:

Наименование регулируемой организации	Период действия	Компонент на теплоноситель руб./куб.м	Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб./Гкал
ООО «Управление коммунальными системами»	Прочие потребители (без учета НДС)		
	с 30.10.2018 по 31.12.2018	46,85	1 733,34
	с 01.01.2019 по 30.06.2019	46,85	1 733,34
	с 01.07.2019 по 31.12.2019	53,19	1 821,02
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	53,19	1 821,02
	с 01.07.2020 по 31.12.2020	54,09	1 851,88
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	54,09	1 851,88
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	46,79	1 954,26
	Население (с учетом НДС)		
	с 30.10.2018 по 31.12.2018	35,73	1 720,57
	с 01.01.2019 по 30.06.2019	36,33	1 749,81
	с 01.07.2019 по 31.12.2019	37,38	1 800,55
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	37,38	1 800,55
	с 01.07.2020 по 31.12.2020	39,36	1 895,96
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	39,36	1 895,96
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	40,84	1 968,00

».

СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

ПРИКАЗ

20 декабря 2021 года № 79-441-спр

Иркутск

О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 октября 2021 года № 3073-р, Законом Иркутской области от 7 марта 2012 года № 17-ОЗ «О льготных тарифах на тепловую энергию (мощность), теплоноситель», руководствуясь Положением о службе по тарифам Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 7 июня 2012 года № 303-пп, учитывая итоги рассмотрения данного вопроса на заседании Правления службы по тарифам Иркутской области 17 декабря 2021 года,

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Внести в приложение к приказу службы по тарифам Иркутской области от 10 июля 2017 года № 113-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на горячую воду в отношении ООО «Тыретские Инженерные Сети», обеспечивающего горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения)» изменение, изложив тарифную таблицу в следующей редакции:

«

Наименование регулируемой организации	Период действия	Компонент на теплоноситель руб./куб.м	Компонент на тепловую энергию одноставочный, руб./Гкал
ООО «Тыретские Инженерные Сети»	Котельная по ул. 8 марта		
	Прочие потребители (без учета НДС)		
	с 01.01.2018 по 30.06.2018	32,08	3 252,65
	с 01.07.2018 по 31.12.2018	32,78	3 448,83
	с 01.01.2019 по 30.06.2019	32,78	3 448,83
	с 01.07.2019 по 31.12.2019	34,09	3 966,24
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	34,09	3 966,24
	с 01.07.2020 по 31.12.2020	35,30	4 133,19

46. Внести в приложение 1 к приказу службы по тарифам Иркутской области от 7 августа 2020 года № 116-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям ООО «Управление жилищно-коммунальными системами» (ИНН 3810064110)» изменение, изложив тарифную таблицу в следующей редакции:

«

Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Период действия	Вода
ООО «Управление жилищно-коммунальными системами»	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения		
	одноставочный тариф, руб./Гкал (без учета НДС)	с 01.01.2021 по 30.06.2021	2 743,07
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	2 870,31
		с 01.01.2022 по 30.06.2022	2 870,31
		с 01.07.2022 по 31.12.2022	2 977,43
		с 01.01.2023 по 30.06.2023	2 977,43
		с 01.07.2023 по 31.12.2023	3 059,64
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	3 059,64
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	3 159,32
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	3 159,32
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	3 262,61
	Население		
		с 01.01.2021 по 30.06.2021	2 292,20

	одноставочный тариф, руб./Гкал (с учетом НДС)	с 01.07.2021 по 31.12.2021	2 379,30
		с 01.01.2022 по 30.06.2022	2 379,30
		с 01.07.2022 по 31.12.2022	2 462,57
		с 01.01.2023 по 30.06.2023	2 462,57
		с 01.07.2023 по 31.12.2023	2 578,38
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	2 578,38
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	2 681,51
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	2 681,51
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	2 788,76

».

СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П Р И К А З

28 ноября 2022 года № 79-439-спр

Иркутск

О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», постановлением Правительства Российской Федерации от 14 ноября 2022 года № 2053 «Об особенностях индексации регулируемых цен (тарифов) с 1 декабря 2022 г. по 31 декабря 2023 г. и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», руководствуясь Положением о службе по тарифам Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 7 июня 2012 года № 303-пп, учитывая итоги рассмотрения данного вопроса на заседании Правления службы по тарифам Иркутской области 28 ноября 2022 года,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Внести в приложение 1 к приказу службы по тарифам Иркутской области от 6 октября 2021 года № 79-244-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522) на территории Слюдянского муниципального образования» изменение, изложив тарифную таблицу в следующей редакции:

«

Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Период действия	Вода
ООО «Управление коммунальными системами»	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения		
	одноставочный тариф, руб./Гкал (без учета НДС)	с 01.01.2022 по 30.06.2022	1 954,26
		с 01.07.2022 по 30.11.2022	1 987,48
		с 01.12.2022 по 31.12.2023	2 338,85
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	2 338,85
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	2 113,09
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	2 113,09

		с 01.07.2025 по 31.12.2025	2 193,89
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	2 193,89
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	2 277,86
	Население		
	одноставочный тариф, руб./Гкал (с учетом НДС)	с 01.01.2022 по 30.06.2022	1 968,00
		с 01.07.2022 по 30.11.2022	2 036,88
		с 01.12.2022 по 31.12.2023	2 240,56
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	2 240,56
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	2 213,72
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	2 213,72
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	2 302,26
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	2 302,26
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	2 394,35 »

2. Внести в приложение 1 к приказу службы по тарифам Иркутской области от 6 октября 2021 года № 79-245-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на теплоноситель, поставляемый ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522) на территории Слюдянского муниципального образования» изменение, изложив тарифную таблицу в следующей редакции:

«

Наименование регулируемой организации	Вид тарифа (без учета НДС)	Период действия	Вода
ООО «Управление коммунальными системами»	Тариф на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей источником (источниками) тепловой энергии, на котором производится теплоноситель		
	одноставочный тариф, руб./куб.м	с 01.01.2022 по 30.06.2022	46,79
		с 01.07.2022 по 30.11.2022	48,94
		с 01.12.2022 по 31.12.2023	51,08
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	51,08
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	52,47
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	52,47
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	54,34
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	54,34
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	56,27
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный тариф, руб./куб.м	с 01.01.2022 по 30.06.2022	46,79
		с 01.07.2022 по 30.11.2022	48,94
		с 01.12.2022 по 31.12.2023	51,08
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	51,08
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	52,47
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	52,47
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	54,34
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	54,34
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	56,27 ».

3. Внести в приложение к приказу службы по тарифам Иркутской области от 6 октября 2021 года № 79-246-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на горячую воду в отношении ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522), обеспечивающего горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) на территории Слюдянского муниципального образования» изменение, изложив тарифную таблицу в следующей редакции:

«

Наименование регулируемой организации	Период действия	Компонент на теплоноситель (руб./куб.м)	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), (руб./Гкал)
ООО «Управление коммунальными системами»	Прочие потребители (без учета НДС)		
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	46,79	1 954,26
	с 01.07.2022 по 30.11.2022	48,94	1 987,48
	с 01.12.2022 по 31.12.2023	51,08	2 338,85
	с 01.01.2024 по 30.06.2024	51,08	2 338,85
	с 01.07.2024 по 31.12.2024	52,47	2 113,09
	с 01.01.2025 по 30.06.2025	52,47	2 113,09
	с 01.07.2025 по 31.12.2025	54,34	2 193,89
	с 01.01.2026 по 30.06.2026	54,34	2 193,89
	с 01.07.2026 по 31.12.2026	56,27	2 277,86
	Население (с учетом НДС)		
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	40,84	1 968,00
	с 01.07.2022 по 30.11.2022	42,26	2 036,88
	с 01.12.2022 по 31.12.2023	46,48	2 240,56
	с 01.01.2024 по 30.06.2024	46,48	2 240,56
	с 01.07.2024 по 31.12.2024	45,92	2 213,72
	с 01.01.2025 по 30.06.2025	45,92	2 213,72
	с 01.07.2025 по 31.12.2025	47,75	2 302,26
	с 01.01.2026 по 30.06.2026	47,75	2 302,26
	с 01.07.2026 по 31.12.2026	49,66	2 394,35

».

4. Настоящий приказ вступает в силу с 1 декабря 2022 года.

5. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию.

Руководитель службы А.Р. Халиулин

СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П Р И К А З

22 ноября 2023 года № 79-349-спр

Иркутск

О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», руководствуясь статьей 21 Устава Иркутской области, Положением о службе по тарифам Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 7 июня 2012 года № 303-пп, учитывая итоги рассмотрения данного вопроса на заседании Правления службы по тарифам Иркутской области 15 ноября 2023 года,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Внести в приложение 1 к приказу службы по тарифам Иркутской области от 6 октября 2021 года № 79-244-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522) на территории Слюдянского муниципального образования» изменение, изложив тарифную таблицу в следующей редакции:

«

Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Период действия	Вода
ООО «Управление коммунальными системами»	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения		
	одноставочный тариф, руб./Гкал (без учета НДС)	с 01.01.2022 по 30.06.2022	1 954,26
		с 01.07.2022 по 30.11.2022	1 987,48
		с 01.12.2022 по 31.12.2023	2 338,85
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	2 338,85
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	2 502,96
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	2 502,96
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	2 193,89
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	2 193,89
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	2 277,86
	Население		
	одноставочный тариф, руб./Гкал	с 01.01.2022 по 30.06.2022	1 968,00
		с 01.07.2022 по 30.11.2022	2 036,88

	(с учетом НДС)	с 01.12.2022 по 31.12.2023	2 240,56
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	2 240,56
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	2 475,80
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	2 475,80
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	2 302,26
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	2 302,26
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	2 394,35

».

2. Внести в приложение 1 к приказу службы по тарифам Иркутской области от 6 октября 2021 года № 79-245-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на теплоноситель, поставляемый ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522) на территории Слюдянского муниципального образования» изменение, изложив тарифную таблицу в следующей редакции:

«

Наименование регулируемой организации	Вид тарифа (без учета НДС)	Период действия	Вода
ООО «Управление коммунальными системами»	Тариф на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей источником (источниками) тепловой энергии, на котором производится теплоноситель		
	одноставочный тариф, руб./куб.м	с 01.01.2022 по 30.06.2022	46,79
		с 01.07.2022 по 30.11.2022	48,94
		с 01.12.2022 по 31.12.2023	51,08
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	51,08
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	55,14
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	55,14
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	54,34
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	54,34
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	56,27
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный тариф, руб./куб.м	с 01.01.2022 по 30.06.2022	46,79
		с 01.07.2022 по 30.11.2022	48,94
		с 01.12.2022 по 31.12.2023	51,08
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	51,08
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	55,14
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	55,14
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	54,34
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	54,34
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	56,27

».

3. Внести в приложение к приказу службы по тарифам Иркутской области от 6 октября 2021 года № 79-246-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на горячую воду в отношении ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522), обеспечивающего горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения

(горячего водоснабжения) на территории Слюдянского муниципального образования» изменение, изложив тарифную таблицу в следующей редакции:

«

Наименование регулируемой организации	Период действия	Компонент на теплоноситель (руб./куб.м)	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), (руб./Гкал)
ООО «Управление коммунальными системами»	Прочие потребители (без учета НДС)		
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	46,79	1 954,26
	с 01.07.2022 по 30.11.2022	48,94	1 987,48
	с 01.12.2022 по 31.12.2023	51,08	2 338,85
	с 01.01.2024 по 30.06.2024	51,08	2 338,85
	с 01.07.2024 по 31.12.2024	55,14	2 502,96
	с 01.01.2025 по 30.06.2025	55,14	2 502,96
	с 01.07.2025 по 31.12.2025	54,34	2 193,89
	с 01.01.2026 по 30.06.2026	54,34	2 193,89
	с 01.07.2026 по 31.12.2026	56,27	2 277,86
	Население (с учетом НДС)		
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	40,84	1 968,00
	с 01.07.2022 по 30.11.2022	42,26	2 036,88
	с 01.12.2022 по 31.12.2023	46,48	2 240,56
	с 01.01.2024 по 30.06.2024	46,48	2 240,56
	с 01.07.2024 по 31.12.2024	51,35	2 475,80
	с 01.01.2025 по 30.06.2025	51,35	2 475,80
	с 01.07.2025 по 31.12.2025	47,75	2 302,26
	с 01.01.2026 по 30.06.2026	47,75	2 302,26
	с 01.07.2026 по 31.12.2026	49,66	2 394,35

».

4. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), а также на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) после его государственной регистрации.

Руководитель службы А.Р. Халиулин

СЛУЖБА ПО ТАРИФАМ ИРКУТСКОЙ ОБЛАСТИ

П Р И К А З

10 декабря 2024 года № 79-352-спр

Иркутск

О внесении изменений в отдельные приказы службы по тарифам Иркутской области

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 года № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», руководствуясь статьей 21 Устава Иркутской области, Положением о службе по тарифам Иркутской области, утвержденным постановлением Правительства Иркутской области от 7 июня 2012 года № 303-пп, учитывая итоги рассмотрения данного вопроса на заседании Правления службы по тарифам Иркутской области 2 декабря 2024 года,

П Р И К А З Ы В А Ю:

1. Внести в приложение 1 к приказу службы по тарифам Иркутской области от 6 октября 2021 года № 79-244-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на тепловую энергию, поставляемую потребителям ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522) на территории Слюдянского муниципального образования» изменение, изложив тарифную таблицу в следующей редакции:

«

Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Период действия	Вода
ООО «Управление коммунальными системами»	Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения		
	одноставочный тариф, руб./Гкал (без учета НДС)	с 01.01.2022 по 30.06.2022	1 954,26
		с 01.07.2022 по 30.11.2022	1 987,48
		с 01.12.2022 по 31.12.2023	2 338,85
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	2 338,85
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	2 502,96
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	2 502,96
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	2 863,29
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	2 863,29
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	2 277,86
	Население		
	одноставочный тариф, руб./Гкал	с 01.01.2022 по 30.06.2022	1 968,00
		с 01.07.2022 по 30.11.2022	2 036,88

	(с учетом НДС)	с 01.12.2022 по 31.12.2023	2 240,56
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	2 240,56
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	2 475,80
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	2 475,80
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	2 772,89
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	2 772,89
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	2 394,35

».

2. Внести в приложение 1 к приказу службы по тарифам Иркутской области от 6 октября 2021 года № 79-245-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на теплоноситель, поставляемый ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522) на территории Слюдянского муниципального образования» изменение, изложив тарифную таблицу в следующей редакции:

«

Наименование регулируемой организации	Вид тарифа (без учета НДС)	Период действия	Вода
ООО «Управление коммунальными системами»	Тариф на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающей организацией, владеющей источником (источниками) тепловой энергии, на котором производится теплоноситель		
	одноставочный тариф, руб./куб.м	с 01.01.2022 по 30.06.2022	46,79
		с 01.07.2022 по 30.11.2022	48,94
		с 01.12.2022 по 31.12.2023	51,08
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	51,08
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	55,14
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	55,14
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	65,88
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	65,88
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	56,27
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный тариф, руб./куб.м	с 01.01.2022 по 30.06.2022	46,79
		с 01.07.2022 по 30.11.2022	48,94
		с 01.12.2022 по 31.12.2023	51,08
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	51,08
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	55,14
		с 01.01.2025 по 30.06.2025	55,14
		с 01.07.2025 по 31.12.2025	65,88
		с 01.01.2026 по 30.06.2026	65,88
		с 01.07.2026 по 31.12.2026	56,27

».

3. Внести в приложение к приказу службы по тарифам Иркутской области от 6 октября 2021 года № 79-246-спр «Об установлении долгосрочных тарифов на горячую воду в отношении ООО «Управление коммунальными системами» (ИНН 3810062522), обеспечивающего горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения

(горячего водоснабжения) на территории Слюдянского муниципального образования» изменение, изложив тарифную таблицу в следующей редакции:

«

Наименование регулируемой организации	Период действия	Компонент на теплоноситель (руб./куб.м)	Компонент на тепловую энергию (одноставочный), (руб./Гкал)
ООО «Управление коммунальными системами»	Прочие потребители (без учета НДС)		
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	46,79	1 954,26
	с 01.07.2022 по 30.11.2022	48,94	1 987,48
	с 01.12.2022 по 31.12.2023	51,08	2 338,85
	с 01.01.2024 по 30.06.2024	51,08	2 338,85
	с 01.07.2024 по 31.12.2024	55,14	2 502,96
	с 01.01.2025 по 30.06.2025	55,14	2 502,96
	с 01.07.2025 по 31.12.2025	65,88	2 863,29
	с 01.01.2026 по 30.06.2026	65,88	2 863,29
	с 01.07.2026 по 31.12.2026	56,27	2 277,86
	Население (с учетом НДС)		
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	40,84	1 968,00
	с 01.07.2022 по 30.11.2022	42,26	2 036,88
	с 01.12.2022 по 31.12.2023	46,48	2 240,56
	с 01.01.2024 по 30.06.2024	46,48	2 240,56
	с 01.07.2024 по 31.12.2024	51,35	2 475,80
	с 01.01.2025 по 30.06.2025	51,35	2 475,80
	с 01.07.2025 по 31.12.2025	57,50	2 772,89
	с 01.01.2026 по 30.06.2026	57,50	2 772,89
	с 01.07.2026 по 31.12.2026	49,66	2 394,35

».

4. Настоящий приказ подлежит официальному опубликованию в общественно-политической газете «Областная», сетевом издании «Официальный интернет-портал правовой информации Иркутской области» (ogirk.ru), а также на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru) после его государственной регистрации.

Руководитель службы А.Р. Халиулин

1.11.2 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Плата за подключение к системе теплоснабжения теплоснабжающих организаций на территории Иркутской области в случае, если подключаемая тепловая нагрузка объекта заявителя, в том числе застройщика, не превышает 0,1 Гкал/час установлена в размере 550 рублей (с учетом НДС).

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

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

Часть 12 " Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения"

1.12.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения

Из комплекса существующих проблем организации качественного теплоснабжения на территории Слюдянского городского поселения можно выделить следующие составляющие:

- износ сетей;
- неудовлетворительное состояние теплогенерирующих и теплопотребляющих установок;
- отсутствие приборов учета у потребителей.

Износ сетей – наиболее существенная проблема организации качественного теплоснабжения.

Старение тепловых сетей приводит к снижению надежности, вызванному как коррозией и усталостью металла, так и разрушением изоляции. Разрушение изоляции в свою очередь приводит к тепловым потерям и значительному снижению температуры теплоносителя на вводах потребителей. Отложения солей жесткости, образовавшиеся в тепловых сетях за время эксплуатации в результате коррозии, и прочих причин, снижают качество сетевой воды, что недопустимо в условиях открытой системы горячего водоснабжения.

Повышение качества теплоснабжения может быть достигнуто путем реконструкции тепловых сетей и организации закрытой схемы ГВС.

Неудовлетворительное состояние теплогенерирующих установок. Все источники тепловой энергии имеют оборудование с предельным сроком эксплуатации (более 15-лет), а производимая замена котлов только позволяет эксплуатировать котельную. Однако отсутствие современных систем автоматизации значительно снижает производительность котельных. Необходимо

внедрять при капитальном ремонте котлов современные системы автоматизации, более эффективные методы сжигания топлива; на малых котельных отказаться от ручного забрасывания топлива и установить современные котлы с автоматическим (механическим) забросом. Это позволит отказаться от постоянного присутствия персонала в котельных. Для обеспечения надежности и долговечности котельного оборудования создать закрытый котловой контур и организовать химводоподготовку котловой и сетевой воды.

Неудовлетворительное состояние теплопотребляющих установок. Управляющие организации, функционирующие на территории Слюдянского городского поселения, уделяют недостаточное внимание состоянию внутренних инженерных систем многоквартирных домов, существует множество фактов самовольной замены отопительных приборов и трубопроводов. Такие замены приводят к разбалансировке внутренних систем отопления дома и неравномерному температурному полю в зданиях. Для повышения качества теплоснабжения и поддержания комфортных условий микроклимата рекомендуется установить балансировочные клапаны на стояках в многоквартирных жилых домах.

Отсутствие приборов учета у потребителей не позволяет оценить фактическое потребление тепловой энергии каждым потребителем. Установка приборов учета позволит производить оплату за фактически потребленную тепловую энергию и правильно оценить тепловые характеристики ограждающих конструкций.

1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения

Организация надежного и безопасного теплоснабжения Слюдянского городского поселения – это комплекс организационно-технических мероприятий, из которых можно выделить следующие:

- оценка остаточного ресурса тепловых сетей;
- разработка плана перекладки тепловых сетей на территории города;
- диспетчеризация работы тепловых сетей;
- разработка методов определения мест утечек.

Остаточный ресурс тепловых сетей – коэффициент, характеризующий реальную степень готовности системы и ее элементов к надежной работе в течение заданного временного периода.

Оценку остаточного ресурса обычно проводят с помощью инженерной диагностики -надежного, но трудоемкого и дорогостоящего метода обнаружения потенциальных мест отказов. В связи с этим для определения перечня участков

тепловых сетей, которые в первую очередь нуждаются в комплексной диагностике, следует проводить расчет надежности. Этот расчет должен базироваться на статистических данных об авариях, результатах осмотров и технической диагностики на рассматриваемых участках тепловых сетей за период не менее пяти лет.

План перекладки тепловых сетей на территории города – документ, содержащий график проведения ремонтно-восстановительных работ на тепловых сетях с указанием перечня участков тепловых сетей, подлежащих перекладке или ремонту.

Диспетчеризация - организация круглосуточного контроля состояния тепловых сетей и работы оборудования систем теплоснабжения. При разработке проектов перекладки тепловых сетей, рекомендуется применять трубопроводы с системой оперативного дистанционного контроля (ОДК).

Разработка методов определения мест утечек – методы, применяемые на предприятии и не нашедшие применения, описаны в п. 3.9 Части 3 Главы 1 обосновывающих материалов.

1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Основной проблемой развития систем теплоснабжения является низкая востребованность в централизованном теплоснабжении. При газификации населенных пунктов население в районе предпочитает установку индивидуальных автономных газовых котлов.

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

Проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения не существует.

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

Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (РОСТЕХНАДЗОР) Енисейское управление в адрес единой теплоснабжающей организации ООО «УКС» выдано предписание № 21/0002-Т от 03.02.2021 года в целях устранения выявленных при проведении государственного контроля (надзора) нарушений требований безопасности, зафиксированных в акте проверки от 03.02.2021 года № 21/0002/РП-361-4145/-0/2021, на основании части 1 статьи 17 федерального закона от 26.12.2008 № 294-ФЗ «О защите прав юридических лиц и индивидуальных предпринимателей при осуществлении государственного контроля (надзора) и муниципального контроля», пункта 6.6. Положения о Федеральной службе по экологическому технологическому и атомному надзору, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30.07.2004

№ 401, пункта 5.7. Положения о Енисейском управлении Федеральной службе по экологическому технологическому и атомному надзору, утвержденного приказом Федеральной службы по экологическому технологическому и атомному надзору от 15.01.2019 № 13, по устранению нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, а именно: отсутствует второй независимый источник электропитания по всем водогрейным котельным; не организован коммерческий учёт реализуемой от котельных тепловой энергии; не организован водно-химический режим на котельных с целью обеспечения надёжной работы тепловых энергоустановок, трубопроводов и другого оборудования без повреждения и снижения экономичности, вызванных коррозией металла (химподготовка подпиточной воды отсутствует, деаэрация не производится; обратную сетевую воду подпитывают сырой водой). Нарушения в предписании устранены в полном объеме в 2023-2024 годы.

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

2.1. Данные базового уровня потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения

По данным Генерального плана Слюдянского муниципального образования Слюдянский район, общая площадь жилого фонда Слюдянского городского поселения на 01.01.2022 г. составляла – 454,98 тыс. м^2, средняя жилищная обеспеченность – 24,6 м^2 на жителя.

Таблица 2.1 - Жилищная обеспеченность населения Слюдянского муниципального образования

Населенные пункты	Жилищный фонд, тыс. м2	Население тыс. чел.	Средняя жилищная обеспеченность, м2/ чел.
г. Слюдянка	448,52	18,13	24,7
п. Буровщина, п. Сухой Ручей	6,46	0,35	18,5
Всего по поселению	454,98	18,48	24,6

Средняя обеспеченность жителей г. Слюдянка общей площадью жилищного фонда составляет 24,6 м2/чел., что ниже среднего уровня для городского населения Иркутской области (26,9 м2/чел.). В сельских населенных пунктах жилищная обеспеченность существенно ниже, чем в г. Слюдянка.

Таблица 2.1.1 -Уровень благоустройства жилищного фонда г. Слюдянка (% общей площади)

Оборудовано общей площади:	по г. Слюдянка	по городской местности Иркутской области
водоснабжением	75,2	84,3
водоотведением	61,3	81,4
отоплением	59,6	83,9
горячим водоснабжением	56,8	78,5
ваннами (душем)	59,3	75,7
газом	-	14,1
напольными электроплитами	100,0	76,2

Жилищный фонд г. Слюдянка характеризуется удовлетворительным уровнем благоустройства. Основными видами благоустройства обеспечено около 56-75% жилищного фонда (кроме обеспеченности электроплитами), в то время как в среднем по городской местности Иркутской области уровень благоустройства по тем же видам инженерного оборудования составляет 75-84%, т. е. существенно выше.

Жилищный фонд Слюдянского городского поселения отличается в целом хорошим техническим состоянием. Жилые дома с физическим износом до 30% составляют 53,2% общего жилищного фонда, на ветхие дома со сверхнормативным износом (более 65%) приходится всего 0,4% жилищного фонда поселения. В сельских населенных пунктах удельный вес изношенного жилищного фонда существенно выше, чем в целом по муниципальному образованию; он составляет 13,9%. Все капитальные жилые дома находятся в удовлетворительном техническом состоянии. Физическое состояние жилищного фонда поселения в разрезе городских и сельских населенных пунктов отражено в таблице 2.1.2

Таблица 2.1.2 - Характеристика жилищного фонда по степени износа тыс. м2 общей площади

Населенные пункты	Жилищный фонд всего	в т. ч. с уровнем физического износа		
		до 30%	от 31 до 65%	более 65%
г. Слюдянка	448,52	238,92	208,50	1,10
п. Буровщина, п. Сухой Ручей	6,46	3,06	2,50	0,90

Всего	454,98	241,98	211,00	2,00
%	100,0	53,2	46,4	0,4

В связи с сейсмическими особенностями местности весь жилищный фонд в Слюдянском городском поселении имеет малую этажность (не более 4 эт.). В основном он размещается в многоквартирных домах (58,4% общей площади), на индивидуально-определенные жилые дома приходится 38,0% жилищного фонда, на дома блокированной застройки – 3,6% общей площади жилья.

Показатели объема отпуска тепловой энергии, воды и приема сточных вод за 2022-2024 гг. показаны в таблице 2.3.

Таблица 2.3 Данные о фактических объемах отпуска тепловой энергии, воды и приема сточных вод за 2022-2024 гг.

№ п/п	Услуга, группа потребителей	2022 год	2023 год	2024 год
		факт	факт	факт
1	**Теплоснабжение, Гкал**	**109 867,40**	**108 440,04**	**104 984,88**
1.1	население в т.ч.	79 218,41	77 442,67	73 075,46
1.1.1	*отопление*	*70 176,46*	*68 713,72*	*64 764,45*
1.2.1	*горячее водоснабжение*	*9 041,95*	*8 728,95*	*8 311,01*
1.2	бюджет	13 504,60	12 985,49	12 697,63
1.2.1	*отопление*	12 736,24	12 104,91	11 702,16
1.2.2	*горячее водоснабжение*	768,35	880,58	995,47
1.3	прочие	17 144,39	18 011,88	19 211,78
	отопление	16 338,99	16 842,03	18 137,79
	горячее водоснабжение	805,41	1 169,85	1 073,99

2.2. Прогнозы приростов площади строительных фондов по объектам территориального деления

Генеральный план является одним из документов территориального планирования Слюдянского городского поселения Иркутской области и основным документом планирования развития территории поселения, отражающий градостроительную стратегию и условия формирования среды жизнедеятельности. Расчетный срок генплана – до 2031 года.

Кроме того, генеральный план является стратегическим документом, который охватывает многие стороны жизнедеятельности населения, проживающего в городе, поэтому в нем затрагиваются вопросы не только функционального зонирования, но и другие важные вопросы, определяющие качество городской среды, транспортную обеспеченность, уровень воздействия вредных выбросов на здоровье населения, надежность всех социальных и инженерных инфраструктур. Все эти факторы необходимо рассматривать не как отдельные элементы, а их суммарный эффект,

формирующий городскую среду.

В генеральном плане определены основные параметры развития поселения: перспективная численность населения, объемы жилищного строительства, необходимые для жилищно-гражданского строительства территории, основные направления развития транспортного комплекса и инженерной инфраструктуры. Выполнено функциональное зонирование территорий с выделением жилых, производственных, общественно-деловых, рекреационных и других видов зон.

Планировочные решения генерального плана являются основой для разработки проектной документации последующих уровней, а также программ, осуществление которых необходимо для успешного функционирования поселения. При подготовке схемы теплоснабжения исходные данные взяты также из генерального плана.

Объем нового жилищного строительства (многоквартирные дома) с учетом убыли части существующего фонда (подлежащего расселению и сносу аварийного и ветхого жилья) в течение расчетного срока генерального плана составит порядка 31,9 тыс. м^2, из них на первом этапе (до 2018 года) – 28,4 тыс. м^2. (Таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Площади строительных фондов, тыс. кв. м. (Гкал/ч)

Наименование	I этап (2013-2018)	II - III этапы* (2019-2028)	**Итого за весь период**
Центральный район (Котельная Центральная)			
Расселение ветхого жилья	7,2	32,3	**39,5**
Строительство: - жилые дома (многоквартирные) - общественные здания - производственные здания	17,9 (0,951) (0,419) -	49,3 (3,29) (4,609) -	**67,2 (9,269)**
М-н Рудоуправления (Котельная Рудо)			
Расселение ветхого жилья	1,2	7,2	**8,4**
Строительство: - жилые дома (многоквартирные) -	19,8 (1,086) (0,529)	-(2,028)	**19,8 (3,643)**
общественные здания			

Наименование	I этап (2013-2018)	II - III этапы* (2019-2031)	**Итого за весь период**
- производственные здания	-	-	
М-н Квартал (Котельная Перевал)			
Расселение ветхого жилья	0,4	1,4	**1,8**
Строительство: - жилые дома (многоквартирные) - общественные здания - производственные здания	0,7 (0,054) (0,155) -	- - -	**0,7 (0,209)**
М-н Стройка (Котельная Стройка)			
Расселение ветхого жилья	0,5	2,3	**2,8**

* - данные могут подлежать уточнению в ходе актуализации схемы теплоснабжения.

Для наибольшей приближенности к существующему положению необходимо ориентироваться на более свежие данные о перспективной застройке на территории городского поселения. На этапе сбора исходных данных для разработки Схемы теплоснабжения имеется информация о планируемой застройке на период 2021-2028 г.г:

- Микрорайон «Квартал» – II очередь строительства спортивного комплекса и гаража (2170,6 м^2) ;
- Микрорайон «Рудоуправления» – детский сад на 220 мест; школа на 750 мест (7204 м^2);
- Микрорайон «Центральный» - жилая застройка (10153,1 м^2); детская школа искусств (2819 м^2).

Прирост объемов подключенной тепловой нагрузки за весь период составит ~ 15 Гкал/час. Однако за счет ликвидации аварийных зданий и перераспределения тепловых потоков прирост тепловой нагрузки будет ниже.

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

Требования к энергетической эффективности жилых и общественных зданий приведены в ФЗ №261 «Об энергосбережении и о повышении

энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», ФЗ № 190 «О теплоснабжении».

В соответствии с указанными документами, проектируемые и реконструируемые жилые, общественные и промышленные здания, должны проектироваться согласно СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».

Данные строительные нормы и правила устанавливают требования к тепловой защите зданий в целях экономии энергии при обеспечении санитарно-гигиенических и оптимальных параметров микроклимата помещений и долговечности ограждающих конструкций зданий и сооружений.

Требования к повышению тепловой защиты зданий и сооружений, основных потребителей энергии, являются важным объектом государственного регулирования в большинстве стран мира. Эти требования рассматриваются также с точки зрения охраны окружающей среды, рационального использования не возобновляемых природных ресурсов и уменьшения влияния "парникового" эффекта и сокращения выделений двуокиси углерода и других вредных веществ в атмосферу.

Данные нормы затрагивают часть общей задачи энергосбережения в зданиях. Одновременно с созданием эффективной тепловой защиты в соответствии с другими нормативными документами принимаются меры по повышению эффективности инженерного оборудования зданий, снижению потерь энергии при ее выработке и транспортировке, а также по сокращению расхода тепловой и электрической энергии путем автоматического управления и регулирования оборудования и инженерных систем в целом.

Нормы по тепловой защите зданий гармонизированы с аналогичными зарубежными нормами развитых стран. Эти нормы, как и нормы на инженерное оборудование, содержат минимальные требования, и строительство многих зданий может быть выполнено на экономической основе с существенно более высокими показателями тепловой защиты, предусмотренными классификацией зданий по энергетической эффективности.

Данные нормы и правила распространяются на тепловую защиту жилых, общественных, производственных, сельскохозяйственных и складских зданий и сооружений (далее - зданий), в которых необходимо поддерживать определенную температуру и влажность внутреннего воздуха.

Согласно СНиП 23-02-2003, энергетическую эффективность жилых и общественных зданий следует устанавливать в соответствии с классификацией по таблице 34. Присвоение классов D, E на стадии проектирования не допускается.

Классы А, В устанавливают для вновь возводимых и реконструируемых зданий на стадии разработки проекта и впоследствии их уточняют по результатам эксплуатации.

Для достижения классов А, В органам администраций субъектов Российской

Феде-рации рекомендуется применять меры по экономическому стимулированию участников проектирования и строительства.

Класс С устанавливают при эксплуатации вновь возведенных и реконструированных зданий согласно разделу 11 СНиП 23-02-2003.

Классы D, E устанавливают при эксплуатации возведенных до 2000 г. зданий с целью разработки органами администраций субъектов Российской Федерации очередности и мероприятий по реконструкции этих зданий. Классы для эксплуатируемых зданий следует устанавливать по данным измерения энергопотребления за отопительный период согласно таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Классы энергетической эффективности зданий

Обозначение класса	Наименование класса энергетической эффективности	Величина отклонения расчетного (фактического) значения удельного расхода тепловой энергии на отопление здания q_h^{des} от нормативного,	Рекомендуемые мероприятия органами администрации субъектов РФ
Для новых и реконструированных зданий			
A	Очень высокий	Менее минус 51	Экономическое стимулирование
B	Высокий	От минус 10 до минус 50	То же
C	Нормальный	От плюс 5 до минус 9	-
Для существующих зданий			
D	Низкий	От плюс 6 до плюс 75	Желательна реконструкция здания
E	Очень низкий	Более 76	Необходимо утепление здания в ближайшей перспективе

Нормами установлены три показателя тепловой защиты здания:

1) приведенное сопротивление теплопередаче отдельных элементов ограждающих конструкций здания;

2) санитарно-гигиенический, включающий температурный перепад между температурами внутреннего воздуха и на поверхности ограждающих конструкций и температуру на внутренней поверхности выше температуры точки росы;

3) удельный расход тепловой энергии на отопление здания, позволяющий варьировать величинами теплозащитных свойств различных видов ограждающих конструкций зданий с учетом объемно-планировочных решений здания и выбора систем поддержания микроклимата для достижения нормируемого значения этого показателя.

Требования тепловой защиты здания будут выполнены, если в жилых и общественных зданиях будут соблюдены требования показателей "а" и "б" либо "б" и "в". В зданиях производственного назначения необходимо соблюдать требования показателей "а" и "б".

Сопротивление теплопередаче элементов ограждающих конструкций

Приведенное сопротивление теплопередаче R_0, м^2·°С/Вт, ограждающих конструкций, а также окон и фонарей (с вертикальным остеклением или с углом наклона более 45°) следует принимать не менее нормируемых значений R_{req}, м^2·°С/Вт, определяемых по таблице 4 СНиП 23-02-2003, в зависимости от градусо-суток района строительства D_d, °С·сут.

Таблица 2.6 – Нормируемые значения сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций

Здания и помещения, коэффициенты a и b.	Градусо-сутки отопительного периода Dd, °С·сут	Нормируемые значения сопротивления теплопередаче Rreq, м^2·°С/Вт, ограждающих конструкций				
		Стен	Покрытий и перекрытий над проездами	Перекрытий чердачных, над неотапливаемыми подпольями и подвалами	Окон и балконных дверей, витрин и витражей	Фонарей с вертикальным остеклением
1 Жилые, лечебно-профилактические и детские учреждения, школы, интернаты, гостиницы и	2000	2,1	3,2	2,8	0,3	0,3
	4000	2,8	4,2	3,7	0,45	0,35
	6000	3,5	5,2	4,6	0,6	0,4
	8000	4,2	6,2	5,5	0,7	0,45
	10000	4,9	7,2	6,4	0,75	0,5
	12000	5,6	8,2	7,3	0,8	0,55
a		0,00035	0,0005	0,00045	-	0,000025
b	-	1,4	2,2	1,9	-	0,25
2. Общественные, кроме указанных выше, административные и бытовые, производственные и другие здания и	2000	1,8	2,4	2,0	0,3	0,3
	4000	2,4	3,2	2,7	0,4	0,35
	6000	3,0	4,0	3,4	0,5	0,4
	8000	3,6	4,8	4,1	0,6	0,45
	10000	4,2	5,6	4,8	0,7	0,5
	12000	4,8	6,4	5,5	0,8	0,55
a	-	0,0003	0,0004	0,00035	0,00005	0,000025
b	-	1,2	1,6	1,3	0,2	0,25
3. Производственные с сухим и нормальным режимами	2000	1,8	2,4	2,0	0,3	0,3
	4000	2,4	3,2	2,7	0,4	0,35
	6000	3,0	4,0	3,4	0,5	0,4
	8000	3,6	4,8	4,1	0,6	0,45
	10000	4,2	5,6	4,8	0,7	0,5
	12000	4,8	6,4	5,5	0,8	0,55
a	-	0,0002	0,00025	0,0002	0,000025	0,000025
b	-	1,0	1,5	1,0	0,2	0,15

Нормируемый температурный перепад между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности, ограждающей конструкций.

Расчетный температурный перепад Δt_0, °С, между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции не должен превышать нормируемых величин $\Delta t_п$, °С, установленных в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Нормируемый температурный перепад между температурой

Здания и помещения	Нормируемый температурный перепад Δtп, °С, для			
	наружных стен	покрытий и чердачных перекрытий	перекрытий над проездами, подвалами и подпольями	зенитных фонарей
1. Жилые, лечебно-профилактические и детские учреждения, школы, интернаты	4,0	3,0	2,0	tint-td
2. Общественные, кроме указанных в поз.1, административные и бытовые, за исключением помещений с влажным или мокрым режимом	4,5	4,0	2,5	tint-td
3. Производственные с сухим и нормальным режимами	tint-td, но не более 7	0,8(tint-td), но не более 6	2,5	tint-td
4. Производственные и другие помещения с влажным или мокрым режимом	tint-td	0,8(tint-td)	2,5	-
5. Производственные здания со значительными избытками явной теплоты (более 23 Вт/м^3) и расчетной относительной	12	12	2,5	tint-td

Удельный расход тепловой энергии на отопление здания

Удельный (на 1 м^2 отапливаемой площади пола квартир или полезной площади помещений [или на 1 м^3 отапливаемого объема]) расход тепловой энергии на отопление здания qhdes, кДж/(м^2·°С·сут) или [кДж/(м^3·°С·сут)], определяемый по приложению Г, должен быть меньше или равен нормируемому значению qhreq, кДж/(м^2·°С·сут) или [кДж/(м^3·°С·сут)], и определяется путем выбора теплозащитных свойств ограждающих конструкций здания, объемно-планировочных решений, ориентации здания и типа, эффективности и метода регулирования используемой системы отопления. Значения удельного расхода тепловой энергии на отопление здания должно удовлетворять значениям, приведенным в таблицах 2.8, 2.9.

Таблица 2.8 – Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление qhreq жилых домов одноквартирных отдельно стоящих и блокированных, кДж/(м^2·°С·сут)

Отапливаемая площадь домов, м^2	С числом этажей			
	1	2	3	4

60 и менее	140	-	-	
100	125	135	-	-
150	110	120	130	-
250	100	105	110	115
400	-	90	95	100
600	-	80	85	90
1000 и более	-	70	75	80
Примечание - При промежуточных значениях отапливаемой площади дома в интервале 60-1000 м^2 значения q_{hreq} должны определяться по линейной интерполяции				

Таблица 2.9 – Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление зданий q_{hreq}, кДж/(м^2·°С·сут) или кДж/(м^3·°С·сут)

Типы зданий	Этажность зданий					
	1-3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
1 Жилые, гостиницы, общежития	По таблице 8	85[31] для 4-этажных одноквартирных и блокированных домов - по таблице 8	80[29]	76[27,5]	72[26]	70[25]
2 Общественные, кроме перечисленных в поз.3, 4 и 5 таблицы	[42]; [38]; [36] соответственно нарастанию этажност	[32]	[31]	[29,5]	[28]	-
3 Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	[34]; [33]; [32] соответственно нарастанию	[31]	[30]	[29]	[28]	-

Типы зданий	Этажность зданий					
	1-3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
4 Дошкольные учреждения	[45]	-	-	-	-	-
5 Сервисного обслуживания	[23]; [22]; [21] соответственно нарастанию этажности	[20]	[20]	-	-	-
Примечание - Для регионов, имеющих значение Dd=8000°С·сут и более, нормируемые q_{hreq} следует снизить на 5%.						

2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов

В результате сбора исходных данных, проектов строительства новых промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах не выявлено. Согласно материалам Генерального плана, обеспечение технологических процессов тепловой энергией в перспективе будет осуществляться от собственных источников теплоснабжения

2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя с разделением по видам потребления в расчетных элементах территориального деления в зоне действия централизованного теплоснабжения

Перспективные нагрузки централизованного теплоснабжения на цели отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых потребителей рассчитаны в соответствии с Требованиями энергоэффективности зданий на основании площадей планируемой застройки, представленных в пункте 2 главы 2.

Ориентировочные приросты объема потребления тепловой энергии до 2019 г. для проектируемых зданий представлены в таблице 2.10. до 2028 г. таблице 2.11.

Планируемые к строительству потребители находятся в зоне действия котельных «Рудо» и «Перевал». На котельных имеется резерв для подключения рассматриваемых потребителей тепловой энергии к существующей системе теплоснабжения.

Таблица 2.10 – Приросты потребления тепловой энергии на I этапе (до 2018 г.)

№ п/п	Адрес	Кол-во	Отапливаемая площадь, $м^2$	Прирост потребления тепловой энергии, Гкал			Суммарный годовой прирост теплопотребления, Гкал
				на отопление	на вентиляцию	на ГВС	
1	р-н «Квартал»	4	3895,9	496,3	0,0	308,3	804,6
2	р-н «Рудоуправление»	2	2376,1	302,7	0,0	205,5	508,2
		2	7204	0,0*	0,0	0,0	0,0
3	р-н «Центральный»	2	4416,8	0,3*	0,0	0,05	0,35
	Всего	10	6272,0	799,3	0,0	513,85	**1313,15**

*- строительство объектов планируется на месте существующих зданий, подлежащих сносу, в связи с этим нет прироста, а также возможно уменьшение объема потребления тепловой энергии.

Таблица 2.11 – Приросты потребления тепловой энергии на II - III этапах (до 2019-20231г г.)*

3	р-н «Стройка»	0,4	0,621	0,174	1,195
4	п.Сухой ручей	0,069	0,076	0,018	0,163
	Всего	**5,219**	**3,711**	**2,355**	**11,285**

* - данные могут подлежать уточнению в ходе актуализации схемы теплоснабжения

2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя с разделением по видам потребления в расчетных элементах территориального деления в зонах действия индивидуальных источников теплоснабжения

На момент подписания Муниципального контракта, согласно данным Администрации Слюдянского городского поселения официально не планируется строительство и введение в эксплуатацию индивидуальных жилых домов и малоэтажной жилой застройки, теплоснабжение которых будет осуществляться от индивидуальных источников тепловой энергии.

2.7. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирование, и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами, с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия источника теплоснабжения на каждом этапе

Из анализа исходной информации, проектов строительства новых и/или реконструкции существующих промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах не выявлено. Согласно материалам Генерального плана, обеспечение технологических процессов тепловой энергией в перспективе будет осуществляться по существующей схеме.

2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель

В ходе сбора и анализа исходной информации перспективных потребителей, которых следует отнести к категории социально значимых, не выявлено.

2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения

В соответствии с действующим законодательством деятельность по

производству, передаче и распределению тепловой энергии регулируется государством, тарифы на тепловую энергию ежегодно устанавливаются тарифными комитетами (Службой по тарифам Иркутской области). Одновременно Федеральным законом от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» определено, что поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 г., могут осуществляться на основе долгосрочных договоров теплоснабжения (на срок более чем 1 год), заключенных между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающей организацией по ценам, определенным соглашением сторон. У организаций коммунального комплекса (ОКК) в сфере теплоснабжения появляется возможность осуществления производственной и инвестиционной деятельности в условиях нерегулируемого государством (свободного) ценообразования. При этом возможна реализация инвестиционных проектов по строительству объектов теплоснабжения, обоснование долгосрочной цены поставки теплоэнергии и включение в нее инвестиционной составляющей на цели возврата и обслуживания привлеченных инвестиций.

Основные параметры формирования долгосрочной цены:

- обеспечение экономической доступности услуг теплоснабжения потребителям;
- в необходимой валовой выручке (НВВ) для расчета цены поставки тепловой энергии включаются экономически обоснованные эксплуатационные издержки;
- в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включается амортизация по объектам инвестирования и расходы на финансирование капитальных вложений (возврат инвестиций инвестору или финансирующей организации) из прибыли; суммарная инвестиционная составляющая в цене складывается из амортизационных отчислений и расходов на финансирование инвестиционной деятельности из прибыли с учетом возникающих налогов;
- необходимость выработки мер по сглаживанию ценовых последствий инвестирования (оптимальное «нагружение» цены инвестиционной составляющей);
- обеспечение компромисса интересов сторон (инвесторов, потребителей, эксплуатирующей организации) достигается разработкой долгосрочного ценового сценария, обеспечивающего приемлемую коммерческую эффективность инвестиционных проектов и посильные для потребителей расходы за услуги теплоснабжения.

Если перечисленные выше условия не будут выполнены, то достичь договоренности сторон по условиям и цене поставки тепловой энергии будет затруднительно.

В границах Слюдянского городского поселения не предполагается строительство новых источников теплоснабжения. Свободные долгосрочные

договоры могут заключаться в расчете на разработку и реализацию инвестиционной программы по реконструкции тепловых сетей.

2.10. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены договоры теплоснабжения по регулируемой цене

В настоящее время данная модель применима только для теплосетевых организаций, поскольку Методические указания, утвержденные Приказом ФСТ от 01.09.2010 г. № 221-э/8 и утвержденные параметры RAB-регулирования действуют только для организаций, оказывающих услуги по передаче тепловой энергии. Для перехода на этот метод регулирования тарифов необходимо согласование ФСТ России. Тарифы по методу доходности инвестированного капитала устанавливаются на долгосрочный период регулирования (долгосрочные тарифы): не менее 5 лет (при переходе на данный метод первый период долгосрочного регулирования не менее 3-х лет), отдельно на каждый финансовый год.

При установлении долгосрочных тарифов фиксируются две группы параметров:

- пересматриваемые ежегодно (объем оказываемых услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционной программы (ИП));
- не пересматриваемые в течение периода регулирования (базовый уровень операционных расходов (OPEX) и индекс их изменения, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок возврата инвестированного капитала, уровень надежности и качества услуг).

Определен порядок формирования НВВ организации, принимаемой к расчету при установлении тарифов, правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала, правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.

Основные параметры формирования долгосрочных тарифов методом RAB:

- тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации;
- для первого долгосрочного периода регулирования установлены ограничения по структуре активов: доля заемного капитала – 0.3, доля собственного капитала 0.7.
- срок возврата инвестированного капитала (20 лет); в НВВ для расчета тарифа не учитывается амортизация основных средств в соответствии с принятым организацией способом начисления амортизации, в тарифе учитывается

амортизация капитала, рассчитанная из срока возврата капитала 20 лет;

 рыночная оценка первоначально инвестированного капитала и возврат первоначального и нового капитала при одновременном исключении амортизации из операционных расходов ведет к снижению инвестиционного ресурса, возникает противоречие с Положением по бухгалтерскому учету, при необходимости осуществления значительных капитальных вложений, ведет к значительному увеличению расходов на финансирование ИП из прибыли и возникновению дополнительных налогов;

 устанавливается норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование (на каждый год первого долгосрочного периода регулирования, на последующие долгосрочные периоды норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование, устанавливается одной ставкой);

 осуществляется перераспределение расчетных объемов НВВ периодов регулирования в целях сглаживания роста тарифов (не более 12% НВВ регулируемого периода).

Доступна данная финансовая модель для Предприятий, у которых есть достаточные «собственные средства» для реализации инвестиционных программ, возможность растягивать возврат инвестиций на 20 лет, возможность привлечь займы на условиях установленной доходности на инвестируемый капитал. Для большинства ОКК установленная параметрами RAB-регулирования норма доходности инвестированного капитала не позволяет привлечь займы на финансовых рынках в современных условиях, т.к. стоимость заемного капитала по условиям банков выше. Привлечение займов на срок 20 лет тоже проблематично и влечет за собой схемы неоднократного перекредитования, что значительно увеличивает расходы ОКК на обслуживание займов, финансовые потребности ИП (инвестиционных ресурсов), и риски при их реализации. Таким образом, для большинства ОКК применение RAB-регулирования не ведет к возникновению достаточных источников финансирования ИП, позволяющих осуществить реконструкцию и модернизацию теплосетевого комплекса при существующем уровне его износа.

В 2019 г. использование данного метода разрешено только для теплосетевых организаций из списка пилотных проектов, согласованного ФСТ России. В дальнейшем широкое распространение данного метода для теплосетевых и других теплоснабжающих организаций коммунального комплекса вызывает сомнение.

Перспективное потребление по долгосрочным договорам по регулируемой цене может составлять 131 Гкал/год (не более 10% от планируемого прироста).

Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения"

Под электронной моделью системы теплоснабжения понимается математическая модель этой системы, привязанная к топографической основе города, предназначенная для имитационного моделирования всех процессов, протекающих в ней.

Для создания электронной модели Слюдянского городского поселения применена геоинформационная система Zulu 7.0. Для оценки существующего состояния системы теплоснабжения и для разработки вариантов развития системы теплоснабжения Слюдянского городского поселения до 2027 года использован программно-расчетный комплекс ZuluThermo 10.0.

Пакет ZuluThermo (разработчик - ООО «Политерм», г.Санкт-Петербург) позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, выполнять различные теплогидравлические расчеты.

Электронная модель системы теплоснабжения Слюдянского городского поселения предназначена для:

1) хранения и актуализации данных о тепловых сетях и сооружениях на них, включая технические паспорта объектов системы теплоснабжения и графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе города с полным топологическим описанием связности объектов;

2) выполнения гидравлического расчета тепловых сетей (любой степени закольцованности), в том числе гидравлического расчета тепловых сетей при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;

3) моделирования всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;

4) группового изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;

5) расчета и сравнения пьезометрических графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей;

6) автоматизированного расчета отключенных от теплоснабжения потребителей при повреждении произвольного (любого) участка тепловой сети;

7) определения существования пути движения теплоносителя до выбранного потребителя при повреждении произвольного участка тепловой сети.

Программное обеспечение ZuluThermo 10.0 позволяет:

1) Выполнить расчеты по наладке системы централизованного теплоснабжения с подбором элеваторов, сопел, дросселирующих устройства и определением мест их установки в соответствии с нормами теплопотребления и достижением реальной экономии топлива и электроэнергии.

2) Проводить плановый ежегодный анализ состояния сети и эффективность ее работы.

3) Выявлять перегруженные участки сети, лимитирующие пропускную способность.

4) Выполнять теплогидравлический расчет и анализ возможных последствий плановых переключений на магистральной сети.

5) Моделировать аварийные ситуации на сети и обосновывать мероприятия по минимизации последствий этих аварий.

6) Осуществлять поиск задвижек, отключающих (изолирующих) аварийный участок тепловой сети.

7) Оценивать влияние отключений на тепловой сети и тепловую разрегулировку потребителей.

8) Определять зоны влияния источников, работающих на одну сеть.

9) Оценивать влияние переключений при передаче части сетевой воды от одного источника к другому.

10) Выполнять расчеты по подбору диаметров трубопроводов вновь строящейся или реконструируемой тепловой сети.

11) Воспроизводить существующую гидравлическую и тепловую картину любого режима эксплуатации при любой температуре наружного воздуха с предоставлением данных о величине установившихся при этом фактических значений: расходов, узловых перепадов, активных напоров, абсолютных и относительных потерь на любом участке и узле сети; расходов теплоты, греющего теплоносителя, температур внутреннего воздуха и горячей воды у каждого потребителя; температур теплоносителя на выходе из систем отопления, горячего водоснабжения и вентиляции; средневзвешенной температуры теплоносителя, возвращаемого на источник теплоснабжения по обратной магистрали.

Расчет систем теплоснабжения производится 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 представляются в табличном и графическом виде и могут быть экспортированы в MS Excel.

Базовый комплекс электронной модели включает следующие расчетные модули: - модуль наладочного расчета;

- модуль поверочного расчета;
- модуль конструкторского расчета;
- модуль построения пьезометрического графика;

- модуль расчета нормативных потерь тепла через изоляцию.

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. В электронной модели системы теплоснабжения г.Слюдянка для присоединения ИТП к тепловой сети приняты схемы №4 (потребитель с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением системы отопления (рис.1.4)) и №26 (потребитель с открытым водоразбором и циркуляционной линией (рис.1.5)).

В прилагаемой электронной схеме системы теплоснабжения отображены объекты системы централизованного теплоснабжения г.Слюдянка Иркутской области.

Отображение объектов выполнено по слоям, слои объединены в карту.

В прилагаемой карте Слюдянского городского поселения отражены реальные режимы работы для состояния отопительного сезона.

Разработка электронной модели схемы теплоснабжения Слюдянского городского поселения осуществлена в соответствии с:

1. Федеральным законом N 190-ФЗ от 27 июля 2010 года «О теплоснабжении»;
2. Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. N 154 "О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения";
3. Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения (утв. приказом Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2012 г. N 565/667).

Технической базой разработки так же являются:

- генеральный план развития города до 2031 года;
- исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям (ТС), насосным станциям, тепловым пунктам;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам и т.п.);
- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации ТС;
- сведения по проводимым ремонтным и реконструктивным работам.

В соответствии с техничеким заданием на данном этапе работы решены следующие задачи:

1. Выполнена разработка электронной модели существующей системы теплоснабжения города Слюдянка с паспортизацией по объектам;
2. Путём проведения расчётов гидравлических режимов работы систем

транспорта тепловой энергии г. Слюдянка был выполнен:

- анализ работы каждой системы теплоснабжения г. Слюдянка;
- проведено определение величин и причин отклонений фактических показателей работы систем теплоснабжения г. Слюдянка от нормативных;
- разработано обоснование мероприятий по доведению показателей работы каждой системы теплоснабжения Слюдянского городского поселения до нормативных значений.

3. Проведено моделирование вариантов развития систем теплоснабжения (определение возможности теплоснабжения новых потребителей, выбор оптимальных вариантов перераспределения тепловых нагрузок между источниками).

3.1. Характеристика системы теплоснабжения г. Слюдянка

10 источников теплоснабжения Слюдянского городского поселения отпускают тепловую энергию в виде сетевой воды потребителям на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, административных, культурно – бытовых зданий, а также
некоторых не крупных производственных объектов города:

- Котельная «Центральная» (температурный график – 95/70 ^{o}C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая),
- Котельная «Рудо» (температурный график – 75/60 ^{o}C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая),
- Котельная «Дом ребенка» (температурный график – 75/60 ^{o}C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая),
- Котельная «СМП» (температурный график – 75/60 ^{o}C, система теплоснабжения – четырехтрубная, открытая),
- Котельная «Ростелеком» (температурный график – 75/60 ^{o}C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая),
- Котельная «Резерв» (температурный график – 75/60 ^{o}C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая).
- Котельная «Стройка» (температурный график – 75/60 ^{o}C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая).
- Котельная «Перевал» (температурный график – 110/70 (75/60) ^{o}C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая).
- Котельная «Сухой ручей» (температурный график – 75/60 ^{o}C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая).
- Котельная «Собственная база» (температурный график – 75/60 ^{o}C, система теплоснабжения – двухтрубная, открытая).

Таблица 3.1 - Обобщенная характеристика систем теплоснабжения Слюдянского городского поселения представлена в таблице 1.33.

Расчетная тепловая нагрузка системы теплоснабжения Слюдянского городского поселения представлена в таблице 1.1.

Принципиальная схема мест взаиморасположения источников теплоты и их систем теплоснабжения в г. Слюдянка представлена на рис. 1.1.

3.2. Система теплоснабжения от котельной «Центральная»

Система теплоснабжения котельной «Центральная» осуществляет выработку и транспортировку теплоносителя в виде горячей воды потребителям центральной части города и микрорайона «Прибрежный» на нужды отопления и горячего водоснабжения.

На тепловых сетях системы установлен Центральный тепловой пункт, в котором обеспечивается подогрев теплоносителя до параметров, соответствующих температурному графику 95/70 ^{o}С.

Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельной «Центральная» представлена в таблице 3.3

	Полезный отпуск Гкал/ч	Потери, Гкал/ч	Итого, выработка Гкал/ч
Котельная «Центральная»	10,22	2,38	12,60

Соотношение нагрузок отопления, в системе теплоснабжения от котельной «Центральная» представлено на рис. 3.1.

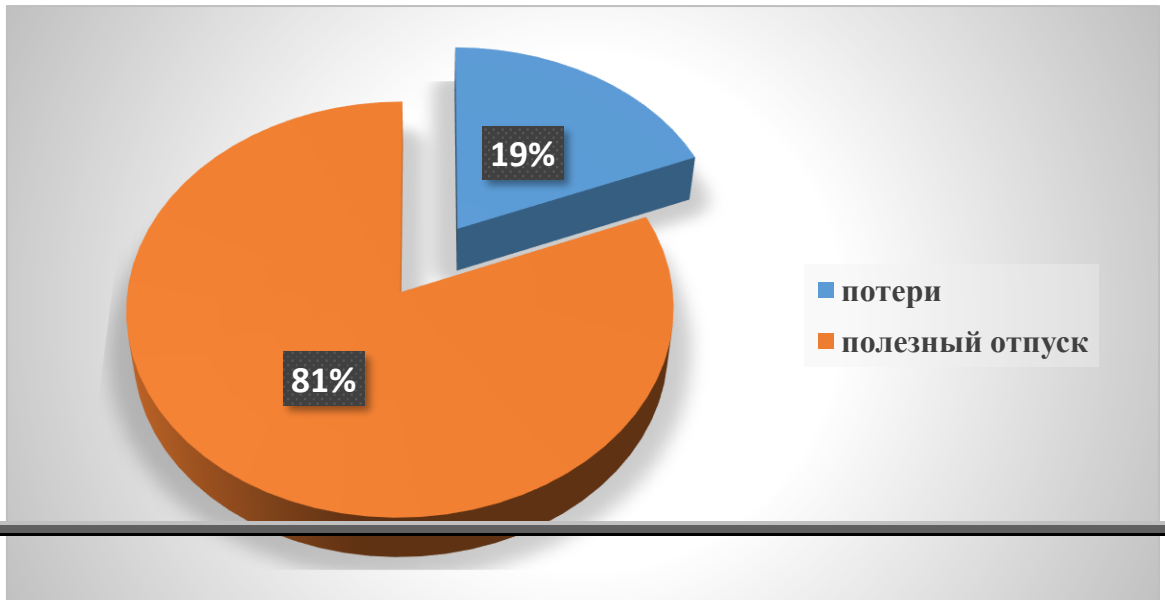


Рисунок 3.1 Соотношение нагрузок отопления, в системе теплоснабжения от котельной "Центральная"

Утвержденные температурные графики – 95/70 ^{o}С системы теплоснабжения котельной «Центральная» и Центрального теплового пункта представлены на рис.3.2., 3.3.

Рис 3.2

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

_____ А. В. Полжиков
«___» _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»

_____ А. А. Ильенко
«___» _____ 2024 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды из Центральной котельной на отопительный сезон 2024-2025 гг.

Температура наружного воздуха $t_{нв}$	Температура в подающей линии $t_{пр}$	Температура в обратной линии $t_{обр}$	Давление в подающей линии **Центр Рпр.ц**	Давление в подающей линии **Восточ. луч Рпр.в**	Температура наружного воздуха $t_{нв}$	Температура в подающей линии $t_{пр}$	Температура в обратной линии $t_{обр}$	Давление в подающей линии **Центр Рпр.ц**	Давление в подающей линии **Восточ. луч Рпр.в**
+10	55	49	6,0	7,0	-10	70	55	6,0	7,0
+9	55	49	6,0	7,0	-11	71	56	6,0	7,0
+8	55	48	6,0	7,0	-12	73	57	6,0	7,0
+7	55	48	6,0	7,0	-13	74	57	6,0	7,0
+6	55	48	6,0	7,0	-14	76	58	6,0	7,0
+5	55	47	6,0	7,0	-15	77	59	6,0	7,0
+4	55	47	6,0	7,0	-16	79	60	6,0	7,0
+3	55	46	6,0	7,0	-17	80	61	6,0	7,0
+2	55	46	6,0	7,0	-18	81	62	6,0	7,0
+1	55	45	6,0	7,0	-19	83	63	6,0	7,0
0	55	45	6,0	7,0	-20	84	64	6,0	7,0
-1	56	46	6,0	7,0	-21	85	64	6,0	7,0
-2	58	47	6,0	7,0	-22	87	65	6,0	7,0
-3	59	47	6,0	7,0	-23	88	66	6,0	7,0
-4	61	49	6,0	7,0	-24	90	67	6,0	7,0
-5	62	50	6,0	7,0	-25	91	68	6,0	7,0
-6	64	51	6,0	7,0	-26	92	68	6,0	7,0
-7	65	52	6,0	7,0	-27	94	69	6,0	7,0
-8	67	53	6,0	7,0	-28	95	70	6,0	7,0
-9	68	54	6,0	7,0	ниже -28	95	70	6,0	7,0

Инженер-технолог С. А. Ступак

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

_____ В. Н. Сендзяк
«07» 09 2023 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»

_____ А. А. Ильенко
«07» 09 2023 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды из Центрального теплового пункта на отопительный сезон 2023 – 2024 гг.

Температура наружного воздуха $t_{нв}$	Температура в подающей линии $t_{пр}$	Температура в обратной линии $t_{обр}$	Давление в подающей линии **Рпр.**	Температура Наружного воздуха $t_{нв}$	Температура в подающей линии $t_{пр}$	Температура в обратной линии $t_{обр}$	Давление в подающей линии **Рпр.**
+10	55	49	6,0	-10	70	55	6,0
+9	55	49	6,0	-11	71	56	6,0
+8	55	48	6,0	-12	73	57	6,0
+7	55	48	6,0	-13	74	57	6,0
+6	55	48	6,0	-14	76	58	6,0
+5	55	47	6,0	-15	77	59	6,0
+4	55	47	6,0	-16	79	60	6,0
+3	55	46	6,0	-17	80	61	6,0
+2	55	46	6,0	-18	81	62	6,0
+1	55	45	6,0	-19	83	63	6,0
0	55	45	6,0	-20	84	64	6,0
-1	56	46	6,0	-21	85	64	6,0
-2	58	47	6,0	-22	87	65	6,0
-3	59	47	6,0	-23	88	66	6,0
-4	61	49	6,0	-24	90	67	6,0
-5	62	50	6,0	-25	91	68	6,0
-6	64	51	6,0	-26	92	68	6,0
-7	65	52	6,0	-27	94	69	6,0
-8	67	53	6,0	-28	95	70	6,0
-9	68	54	6,0	Ниже -28	95	70	6,0

Инженер-технолог С. А. Ступак

Расчет гидравлического режима работы системы теплоснабжения котельной «Центральная» по тепловым нагрузкам 2019 г. (при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах)

Для расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения коэффициенты эквивалентной шероховатости трубопроводов сетевой воды в системе теплоснабжения от котельной «Центральная» приняты равными:

- Подающий трубопровод $К_э$=1,0 мм, -

Обратный трубопровод $К_э$=1,0 мм.

Суммы коэффициентов местных сопротивлений

приняты: - Подающий трубопровод Z=1,0 мм,

- Обратный трубопровод Z=1,0 мм.

Гидравлический расчет производится при следующих давлениях в трубопроводах сетевой воды на котельной «Центральная»:

1. Западный луч

- Подающий трубопровод – 5,5 кгс/см^2, -

Обратный трубопровод – 4,0 кгс/см^2. 2.

Восточный луч

- Подающий трубопровод – 6,2 кгс/см^2, -

Обратный трубопровод – 3,0 кгс/см^2.

Расчетная температура наружного воздуха -28^{0}С (СНиП 23.01.99 «Строительная климатология»); среднегодовая температура наружного воздуха -0,7^{0}С; расчетная температура холодной воды 5^{0}С.

Нагрузки потребителей приняты по информации, предоставленной городской администрацией на 2019 год.

Результаты гидравлического расчета системы теплоснабжения котельной «Центральная» при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и расчетной температуре наружного воздуха представлены в Приложениях 1, 2, 3.

Пьезометрические графики по данным расчетов представлены в Приложении 4.

Скорости теплоносителя по участкам и удельные потери определены по результатам расчета и представлены на рис.3.5 и рис.3.6.

Из данных схем следует, что требуется перекладка участка тепловой сети от котельной Центральная (западный луч) до ТК-24 у дома №4 по ул.Бабушкина с увеличением диаметра.

Участок тепловой сети расположенный в г.Слюдянка по ул.Советская от Центрального теплового пункта до тепловой камеры ТК-14 ул.Московская требует капитального ремонта. Внутренний диаметр трубопровода - Ду-350мм, толщина стенки - 6мм, протяженность участка - 530 метров. Год прокладки и ввода в

эксплуатацию: 1989 год. В летний период 2021 г. был проведен капитальный ремонт с заменой участка ТС от ЦРБ до ул. Московская.

В период с 2018 года на данном участке тепловой сети произошло 7 аварийных ситуаций. Время устранения аварийных ситуаций на данном участке от 6 часов до 48 часов (в зимний период) при условии промерзания грунта до 1,5 метров. При вскрытии участков сети установлено ее неудовлетворительное состояние, а именно:

- ветхое состояние трубопроводов (эксплуатация более 30 лет) – обильные очаги коррозии, с уменьшением толщины основного металла более 50% (особенно в нижней части);

- сквозные свищи;

- продольные трещины основного металла;

- деградация теплоизоляции, намокание, разрушение.

При возникновении аварийной ситуации на данном участке тепловой сети, в связи с отсутствием отсекающей запорной арматуры, необходима полная остановка центрального теплового пункта. Общее количество проживающих на отключаемой территории: 1861 человек. Под отключение попадает вся тепловая сеть, подключенная к центральному тепловому пункту в направлении ул.Советская:

- ЧОУ Школа – интернат №23

- Здания Администрации Слюдянского МО

- Здания Администрации Слюдянского района

- д/сад №213 по ул. Советская, ОАО РЖД

- д/сад №6

- Школа №4

- ЦРБ

- ул. Ленина, 110

- Библиотека, ул.Ленина 83Б;

- Казначейство ул.Ленина, 83А

- Здания ОАО «РЖД» по ул. 40 Лет Октября (ДПМу, ПЧ, Желдорохрана)

- МКД луч на микрорайон «Черемушки»: ул. Советская от дома №7 до №23; ул.Советская, 28 до дома №44; Захарова, 5,17,19; ул.Ленина, 118,116, 108,99,97,92,95,93,89,87,85,83,79,77; ул. 40 Лет Октября, 12,14,16,18; пер. Почтовый, 1; пер.Пионерский, 1,3; ул. Московская 1,3,4,5; ул.Железнодорожная, 1,1а,3а, ул. Пушкина, 1.

Результаты гидравлического расчета представлены в таблицах 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4 – Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (существующие значения)

Наименование начала участка	Котельная "Центральная"	Р-1А	ТК-1	ТК-11.1	ТК-19	ТК-20	ТК-21	ТК-22	ТК-23	ТК-24	ТК-25	ТК-26	ТК-27
Наименование конца участка	Р-1А	ТК-1	ТК-11.1	ТК-19	ТК-20	ТК-21	ТК-22	ТК-23	ТК-24	ТК-25	ТК-26	ТК-27	ТК-28
Длина участка, м	1	20	190,4	50,4	32,2	20	41,6	46,2	63	63	8	51,8	28
Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	0,408	0,408	0,408	0,408	0,408	0,359	0,359	0,359	0,359	0,359	0,359	0,359	0,359
Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	0,408	0,408	0,408	0,408	0,408	0,359	0,359	0,359	0,359	0,359	0,359	0,359	0,359
Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Шероховатость трубопровода, мм	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Коэффициент местного тр-да	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	901,3944	901,2745	848,6419	848,5812	833,9594	756,6327	756,6277	648,7511	534,1212	523,5588	478,8292	469,8877	462,4612
Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	-853,8265	-853,7074	-803,3042	-803,3649	-789,6667	-715,6792	-715,6842	-609,2503	-500,1688	-490,4562	-447,1314	-438,5375	-431,5562
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0,395	0,614	2,288	0,855	0,646	0,769	1,113	0,872	0,725	0,697	0,232	0,492	0,335
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0,354	0,551	2,05	0,767	0,58	0,688	0,996	0,769	0,636	0,611	0,202	0,429	0,292
Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	11,541	11,538	10,232	10,23	9,881	15,914	15,914	11,705	7,941	7,63	6,385	6,149	5,957
Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м	10,357	10,354	9,169	9,171	8,861	14,24	14,241	10,326	6,965	6,698	5,569	5,358	5,189
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1,964	1,964	1,849	1,849	1,817	2,13	2,13	1,826	1,503	1,474	1,348	1,323	1,302
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1,861	-1,86	-1,751	-1,751	-1,721	-2,014	-2,014	-1,715	-1,408	-1,38	-1,258	-1,234	-1,215
Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч	0	0,006	0,061	0,016	0,01	0,005	0,01	0,011	0,016	0,016	0,002	0,013	0,007
Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч	0	0,006	0,061	0,016	0,01	0,005	0,01	0,011	0,016	0,016	0,002	0,013	0,007
Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	136,62	3522,9	33537,48	8879,81	5672,99	3253,39	6770,36	7518,76	10252,25	10270,98	1304,15	8445,88	4565,57
Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч	108,93	1509,79	14376,83	3805,49	2431,22	1394,99	2901,49	3222,14	4401,85	4401,51	559,02	3619,84	1956,91
Температура в начале участка под.тр-да,°С	95	95	95	94,96	94,95	94,94	94,93	94,93	94,91	94,9	94,88	94,87	94,85
Температура в конце участка под.тр-да,°С	95	95	94,96	94,95	94,94	94,93	94,93	94,91	94,9	94,88	94,87	94,85	94,84
Температура в начале участка обр.тр-да,°С	69,32	69,32	69,4	69,41	69,41	69,49	69,49	69,49	69,79	69,8	69,83	69,85	69,88
Температура в конце участка обр.тр-да,°С	69,32	69,32	69,38	69,4	69,41	69,48	69,49	69,49	69,78	69,79	69,82	69,84	69,87

Таблица 3.5 – Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (при увеличении диаметра магистрального трубопровода)

Наименование начала участка	Котельная "Центральная"	Р-1А	ТК-1	ТК-11.1	ТК-19	ТК-20	ТК-21	ТК-22	ТК-23	ТК-24	ТК-25	ТК-26	ТК-27
Наименование конца участка	Р-1А	ТК-1	ТК-11.1	ТК-19	ТК-20	ТК-21	ТК-22	ТК-23	ТК-24	ТК-25	ТК-26	ТК-27	ТК-28
Длина участка, м	1	20	190,4	50,4	32,2	20	41,6	46,2	63	63	8	51,8	28
Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	0,517	0,517	0,469	0,469	0,469	0,469	0,469	0,408	0,408	0,408	0,359	0,359	0,359
Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	0,517	0,517	0,469	0,469	0,469	0,469	0,469	0,408	0,408	0,408	0,359	0,359	0,359
Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Шероховатость трубопровода, мм	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Коэффициент местного сопротивления тр-да	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	922,9476	922,8275	870,191	870,1108	855,4839	778,1538	778,1454	670,2615	555,6283	545,0614	500,3272	491,3857	483,9592
Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	-885,4072	-885,2883	-834,8889	-834,9691	-821,2761	-747,2919	-747,3003	-640,8737	-531,7956	-522,0875	-478,7672	-470,1733	-463,192
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0,159	0,226	1,191	0,466	0,359	0,247	0,336	0,507	0,423	0,407	0,253	0,538	0,367
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0,147	0,208	1,097	0,429	0,331	0,227	0,31	0,464	0,387	0,373	0,232	0,493	0,336
Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	3,497	3,496	5,182	5,181	5,008	4,146	4,146	6,388	4,394	4,229	6,97	6,723	6,522
Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м	3,219	3,218	4,771	4,772	4,617	3,824	3,824	5,842	4,026	3,881	6,383	6,157	5,976
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1,253	1,252	1,435	1,435	1,411	1,283	1,283	1,461	1,211	1,188	1,408	1,383	1,362
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1,202	-1,201	-1,377	-1,377	-1,354	-1,232	-1,232	-1,397	-1,159	-1,138	-1,348	-1,323	-1,304
Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч	0,001	0,01	0,08	0,021	0,014	0,008	0,018	0,015	0,02	0,02	0,002	0,013	0,007
Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч	0,001	0,01	0,08	0,021	0,014	0,008	0,018	0,015	0,02	0,02	0,002	0,013	0,007
Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	155,25	4171,57	36680	9707,95	6202,05	3851,66	8009,88	8082,58	11007,46	11006,95	1290,2	8347,34	4511,31
Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч	123,1	1787,78	15717,64	4160,38	2657,65	1650,39	3432,67	3459,49	4717,26	4715,95	552,5	3576,83	1933,29
Температура в начале участка под.тр-да,°С	95	95	95	94,95	94,94	94,93	94,93	94,92	94,91	94,89	94,87	94,86	94,85
Температура в конце участка под.тр-да,°С	95	95	94,95	94,94	94,93	94,93	94,92	94,91	94,89	94,87	94,86	94,85	94,84
Температура в начале участка обр.тр-да,°С	68,39	68,39	68,41	68,41	68,4	68,38	68,38	68,2	68,21	68,19	68,07	68,07	68,07
Температура в конце участка обр.тр-да,°С	68,39	68,39	68,39	68,41	68,4	68,37	68,38	68,19	68,2	68,18	68,07	68,06	68,06

Рис.3.5 Скорости теплоносителя по участкам теплосети от котельной Центральная

Рис.3.6 Удельные потери по участкам теплосети от котельной Центральная

3.3. Система теплоснабжения от котельной «Рудо»

Система теплоснабжения котельной «Рудо» осуществляет выработку и транспортировку теплоносителя в виде горячей воды потребителям микрорайона «Рудоуправление» на нужды отопления и горячего водоснабжения.

Бывшая котельная «ЦРБ» в настоящее время выполняет функции центрального теплового пункта. Потребители «ЦРБ» обеспечиваются теплоносителем через четырехтрубную систему теплоснабжения. Схема подключения центрального теплового пункта «ЦРБ» к тепловым сетям представлена на рис.3.7.

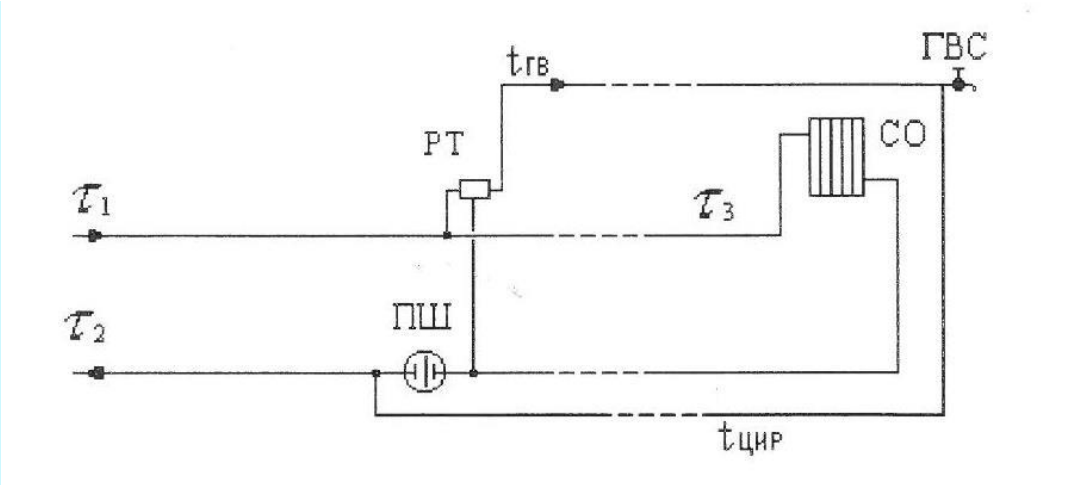


Рис. 3.7 ЦТП с открытым водоразбором

Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельной «Рудо» представлена в таблице 3.6.

	Полезный отпуск Гкал/ч	Потери, Гкал/ч	Итого, выработка Гкал/ч
Котельная «Рудо»	1,78	0,97	2,76

Соотношение нагрузок отопления, в системе теплоснабжения от котельной «Рудо» представлено на рис. 3.8.

Рисунок 3.8 Соотношение нагрузок отопления в системе теплоснабжения от котельной "Рудо"

Утвержденный температурный график – 75/60 ^{o}C системы теплоснабжения котельной «Рудо» представлен на рисунке 3.9.

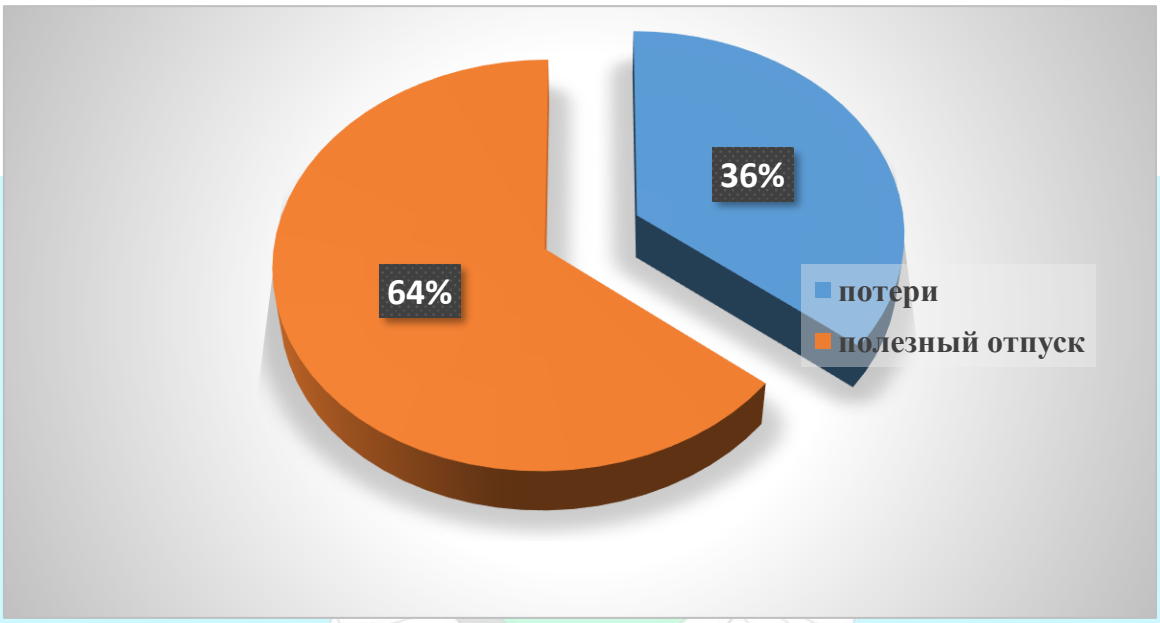


Рис 3.9

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования
_____ А. В. Должиков
«___» _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»
_____ А. А. Ильенко
«___» _____ 2024 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды из котельной «Рудо» на отопительный сезон 2024 – 2025 гг.

Температура наружн. воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии «на город» **Рпр**	Давление в подающей линии «Школьная» **Рпр**	Температура наружн. воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр.**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии «на город» **Рпр**	Давление в подающей линии «Школьная» **Рпр**
+10	55	49	6,0	6,0	-10	57	48	6,0	6,0
+9	55	49	6,0	6,0	-11	58	49	6,0	6,0
+8	55	49	6,0	6,0	-12	58	51	6,0	6,0
+7	55	49	6,0	6,0	-13	59	50	6,0	6,0
+6	55	48	6,0	6,0	-14	60	50	6,0	6,0
+5	55	48	6,0	6,0	-15	62	51	6,0	6,0
+4	55	48	6,0	6,0	-16	63	52	6,0	6,0
+3	55	48	6,0	6,0	-17	64	53	6,0	6,0
+2	55	47	6,0	6,0	-18	65	53	6,0	6,0
+1	55	47	6,0	6,0	-19	66	54	6,0	6,0
0	55	47	6,0	6,0	-20	67	55	6,0	6,0
-1	55	47	6,0	6,0	-21	68	55	6,0	6,0
-2	55	47	6,0	6,0	-22	69	56	6,0	6,0
-3	55	46	6,0	6,0	-23	70	57	6,0	6,0
-4	55	46	6,0	6,0	-24	71	57	6,0	6,0
-5	55	46	6,0	6,0	-25	72	58	6,0	6,0
-6	55	46	6,0	6,0	-26	73	59	6,0	6,0
-7	55	46	6,0	6,0	-27	74	59	6,0	6,0
-8	55	46	6,0	6,0	-28	75	60	6,0	6,0
-9	56	47	6,0	6,0	ниже -28	75	60	6,0	6,0

Инженер-технолог С. А. Ступак

Рисунок 3.10 Схема магистральных трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Рудо».

Расчет гидравлического режима работы системы теплоснабжения котельной «Рудо» по тепловым нагрузкам 2019 г. (при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах)

Для расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения коэффициенты эквивалентной шероховатости трубопроводов сетевой воды в системе теплоснабжения от котельной «Рудо» приняты равными:

- Подающий трубопровод $К_э$=1,0 мм,

Обратный трубопровод $К_э$=1,0 мм.

Суммы коэффициентов местных сопротивлений приняты: - Подающий трубопровод Z=1,0 мм,

- Обратный трубопровод Z=1,0 мм.

Гидравлический расчет производится при следующих давлениях в трубопроводах сетевой воды от котельной «Рудо»:

1. Котельная

- Подающий трубопровод – 5,9 кгс/см^2, -

Обратный трубопровод – 5,0 кгс/см^2. 2.

Объекты ЦРБ

- Подающий трубопровод – 6,1 кгс/см^2, -

Обратный трубопровод – 2,4 кгс/см^2.

Расчетная температура наружного воздуха -28^{0}С (СНиП 23.01.99 «Строительная климатология»); среднегодовая температура наружного воздуха -0,7^{0}С; расчетная температура холодной воды 5^{0}С.

Нагрузки потребителей приняты по информации, предоставленной администрацией города на 2019 год.

Результаты гидравлического расчета системы теплоснабжения котельной «Рудо» при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и расчетной температуре наружного воздуха представлены в Приложениях 1, 2, 3.

Пьезометрические графики по данным расчетов представлены в Приложении 4. Скорости теплоносителя по участкам и удельные потери определены по результатам расчета и представлены на рис.3.11 и рис.3.12.

Результаты гидравлического расчета представлены в таблицах 3.7 и 3.8.

Таблица 3.7 – Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (существующие значения)

Наименование начала участка	Котельная "Рудо"	Р33	ТК-28	ТК-54	ТК-55	Р37	ТК-57	ТК-58	ТК-59	ТК-60
Наименование конца участка	Р33	ТК-28	ТК-54	ТК-55	Р37	ТК-57	ТК-58	ТК-59	ТК-60	ТК-60А
Длина участка, м	1	70	58	23	23	45	46	48	48	63
Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,1
Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,1
Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Шероховатость трубопровода, мм	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Коэффициент местного сопротивления тр-да	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	126,4699	126,4699	124,9627	113,6472	87,253	81,9781	74,0514	70,1523	62,3448	58,173
Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	-124,3565	-124,3566	-122,8857	-111,7285	-85,7872	-80,5789	-72,8158	-68,9952	-61,2718	-57,1354
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0,457	3,453	2,863	1,141	0,673	0,996	0,828	0,77	0,609	5,307
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0,441	3,339	2,769	1,102	0,65	0,963	0,801	0,745	0,588	5,12
Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	43,432	43,432	42,405	35,084	20,703	18,281	14,924	13,398	10,589	77,217
Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м	41,995	41,995	41,009	33,912	20,015	17,663	14,432	12,961	10,229	74,491
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	2,039	2,039	2,015	1,832	1,407	1,322	1,194	1,131	1,005	2,11
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-2,005	-2,005	-1,981	-1,801	-1,383	-1,299	-1,174	-1,112	-0,988	-2,073
Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч	0	0,003	0,002	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002	0,002	0,001
Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч	0	0,003	0,002	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002	0,002	0,001
Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	54,74	5706,51	4727,25	1875,32	1873,74	3664,31	3742,76	3901,1	3898,06	4359,86
Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч	45,31	2445,13	2026,74	803,03	802,66	1569,17	1602,24	1670,6	1668,22	1866,53
Температура в начале участка под.тр-да,°С	75	75	74,95	74,92	74,9	74,88	74,83	74,78	74,73	74,67
Температура в конце участка под.тр-да,°С	75	74,95	74,92	74,9	74,88	74,83	74,78	74,73	74,67	74,59
Температура в начале участка обр.тр-да,°С	58,76	58,78	58,86	58,78	58,74	58,69	58,61	58,57	58,46	58,41
Температура в конце участка обр.тр-да,°С	58,76	58,76	58,84	58,77	58,73	58,67	58,59	58,55	58,44	58,38

Таблица 3.8 – Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (при увеличении диаметра трубопровода)

Наименование начала участка	Котельная "Рудо"	Р33	ТК-28	ТК-54	ТК-55	Р37	ТК-57	ТК-58	ТК-59	ТК-60
Наименование конца участка	Р33	ТК-28	ТК-54	ТК-55	Р37	ТК-57	ТК-58	ТК-59	ТК-60	ТК-60А
Длина участка, м	1	70	58	23	23	45	46	48	48	63
Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	0,207	0,207	0,207	0,207	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	0,207	0,207	0,207	0,207	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Шероховатость трубопровода, мм	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Коэффициент местного сопротивления тр-да	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	126,4773	126,4772	124,9674	113,6496	87,2545	81,9796	74,0529	70,1538	62,3463	58,1746
Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	-124,3491	-124,3492	-122,8811	-111,7261	-85,7857	-80,5774	-72,8143	-68,9937	-61,2703	-57,1339
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0,122	0,676	0,566	0,241	0,673	0,996	0,828	0,77	0,609	0,669
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0,118	0,654	0,547	0,233	0,65	0,963	0,801	0,745	0,588	0,645
Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	8,031	8,031	7,841	6,489	20,703	18,281	14,925	13,399	10,59	9,224
Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м	7,764	7,764	7,582	6,272	20,014	17,663	14,431	12,96	10,229	8,898
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1,071	1,071	1,058	0,962	1,407	1,322	1,194	1,131	1,005	0,938
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1,053	-1,053	-1,04	-0,946	-1,383	-1,299	-1,174	-1,112	-0,988	-0,921
Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч	0	0,006	0,005	0,002	0,001	0,002	0,002	0,002	0,002	0,003
Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч	0	0,006	0,005	0,002	0,001	0,002	0,002	0,002	0,002	0,003
Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	65,78	6907,01	5721,48	2269,65	1873,01	3662,81	3741,2	3899,44	3896,38	5106,63
Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч	54,69	2959,39	2452,91	971,86	802,33	1568,52	1601,56	1669,88	1667,47	2186,07
Температура в начале участка под.тр-да,°С	75	75	74,94	74,9	74,88	74,86	74,81	74,76	74,71	74,64
Температура в конце участка под.тр-да,°С	75	74,94	74,9	74,88	74,86	74,81	74,76	74,71	74,64	74,56
Температура в начале участка обр.тр-да,°С	58,72	58,75	58,84	58,75	58,71	58,66	58,58	58,54	58,43	58,38
Температура в конце участка обр.тр-да,°С	58,72	58,72	58,82	58,74	58,71	58,64	58,56	58,52	58,4	58,35

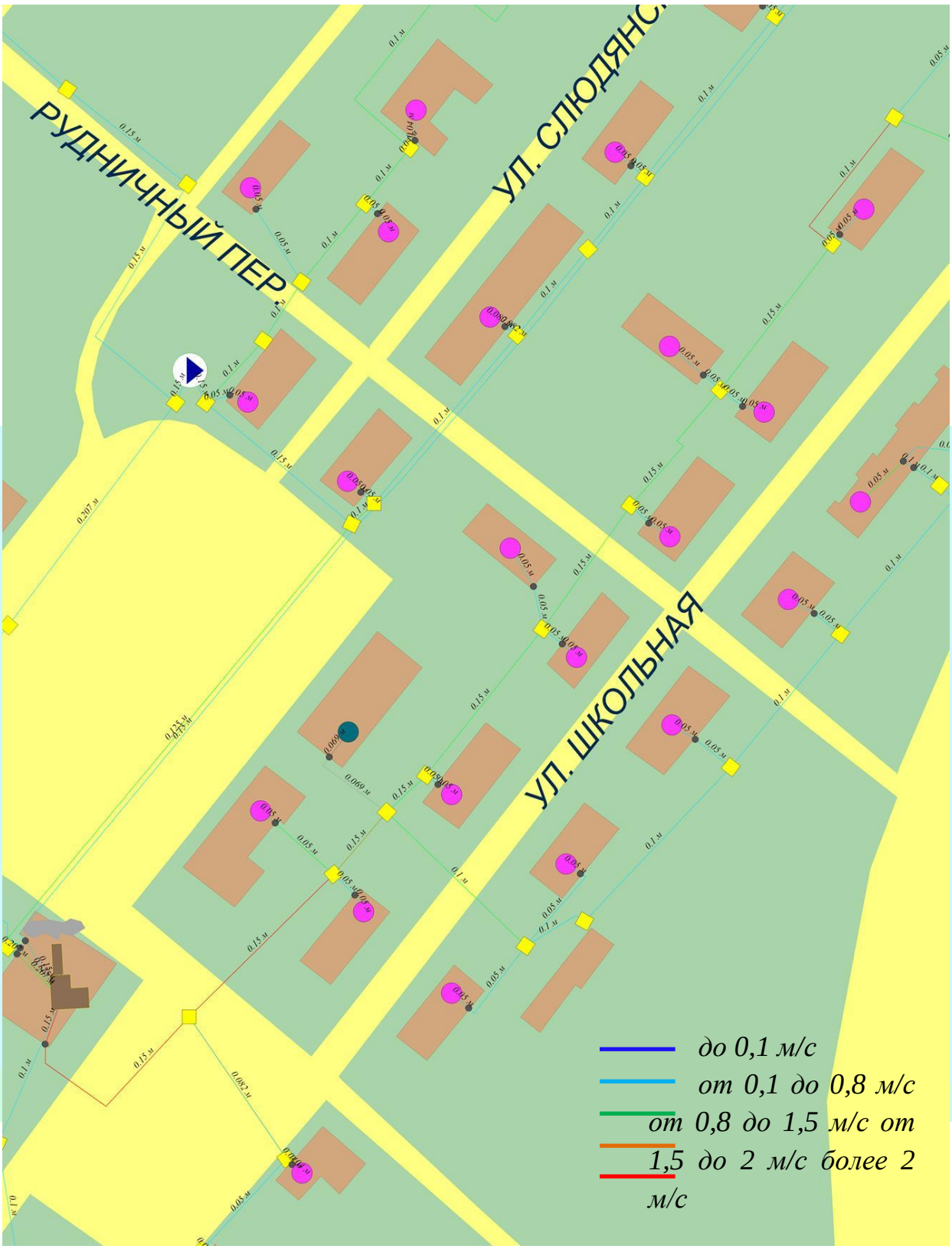


Рис.3.11 - Скорости теплоносителя по участкам теплосети от котельной Рудо

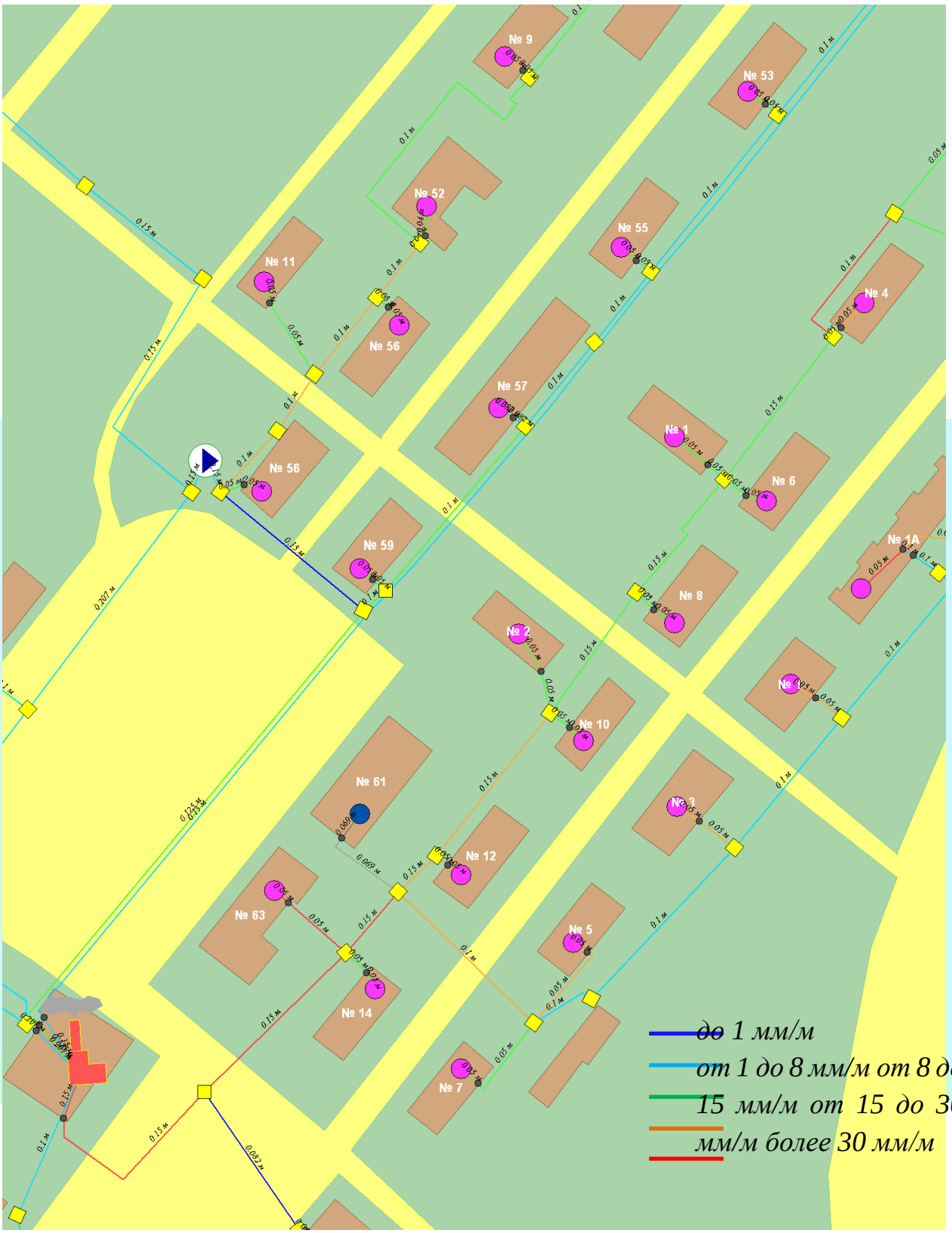


Рис.3.12 - Удельные потери по участкам теплосети от котельной Рудо

3.4. Система теплоснабжения от котельной «Перевал»

Система теплоснабжения котельной «Перевал» осуществляет выработку и транспортировку теплоносителя в виде горячей воды потребителям микрорайона «Квартал» на нужды отопления и горячего водоснабжения.

Температура теплоносителя, отпускаемого от источника, соответствует графику 110/70 ^{o}С. На тепловых сетях системы установлен «Нижний» тепловой пункт, после которого параметры теплоносителя соответствуют температурному графику 75/60 ^{o}С.

Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельной «Перевал» представлена в таблице 3.9.

Система теплоснабжения	Полезный отпуск Гкал/ч	Потери, Гкал/ч	Итого, выработка Гкал/ч
Котельная «Перевал»	2,96	1,25	4,21

Соотношение нагрузок отопления, в системе теплоснабжения от котельной «Перевал» представлено на рис. 3.13.

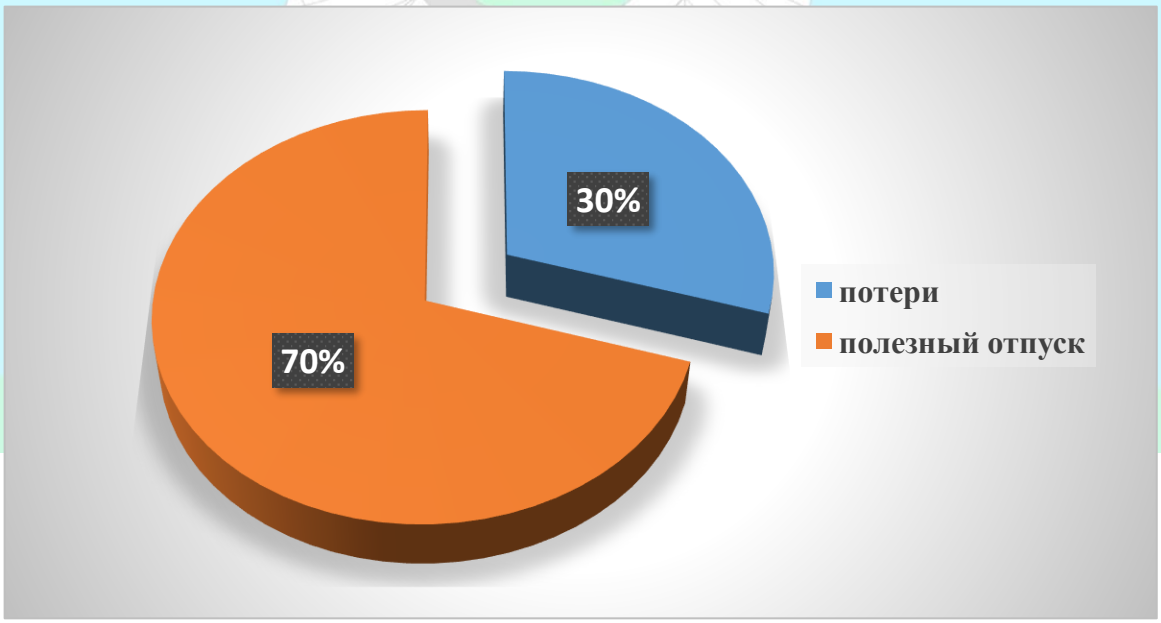


Рисунок 3.13 Соотношение нагрузок отопления, в системе теплоснабжения от котельной "Перевал"

Утвержденные температурные графики – 110/70(70/54) ^{o}С системы теплоснабжения котельной «Перевал» и «Нижнего» теплового пункта представлены ниже.

Рис. 3.14

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Столянского
Муниципального образования
_____ А. В. Должиков
«___» _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»
_____ А. А. Ильенко
«17» 04 2024 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
ОТПУСКА СЕТЕВОЙ ВОДЫ ИЗ КОТЕЛЬНОЙ **«ПЕРЕВАЛ»**
на отопительный сезон 2024-2025 гг.

Температура наружного воздуха $t_{нв}$	Температура в подающем трубопроводе $t_{пр}$	Температура в обратном трубопроводе $t_{об}$	Температура наружного воздуха $t_{нв}$	Температура в подающем трубопроводе $t_{пр}$	Температура в обратном трубопроводе $t_{об}$
+ 10	70	55	-10	82	55
+ 9	70	55	-11	83	55
+8	71	54	-12	85	56
+7	71	54	-13	87	57
+6	72	53	-14	89	58
+5	72	53	-15	90	59
+4	72	53	-16	91	60
+3	73	52	-17	94	61
+2	73	52	-18	95	62
+1	73	51	-19	97	63
0	74	51	-20	98	64
-1	74	51	-21	99	65
-2	74	50	-22	100	65
-3	75	50	-23	102	66
-4	75	50	-24	103	67
-5	75	51	-25	105	68
-6	76	51	-26	107	68
-7	76	52	-27	108	69
-8	78	53	-28	110	70
- 9	80	54	Ниже -28	110	70

Инженер-технолог С. А. Ступак

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования
_____ А. В. Должиков
«___» _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»
_____ А. А. Ильенко
«___» _____ 2024 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды из Нижнего Теплового Пункта «Перевал» на отопительный сезон 2024-2025 гг.

Температура наружн. воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии «на Квартал» **Рпр**	Давление в подающей линии «на Березовый» **Рпр**	Температура наружн. воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр.**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии «на Квартал» **Рпр**	Давление в подающей линии «на Березовый» **Рпр**
+10	55	49	4,9	6,5	-10	57	47	5,0	6,5
+9	55	49	4,9	6,5	-11	58	48	5,0	6,5
+8	55	49	4,9	6,5	-12	58	49	5,0	6,5
+7	55	49	4,9	6,5	-13	59	50	5,0	6,5
+6	55	48	4,9	6,5	-14	60	50	5,0	6,5
+5	55	48	4,9	6,5	-15	62	51	5,0	6,5
+4	55	48	4,9	6,5	-16	63	52	5,0	6,5
+3	55	48	4,9	6,5	-17	64	53	5,0	6,5
+2	55	47	4,9	6,5	-18	65	53	5,0	6,5
+1	55	47	4,9	6,5	-19	66	54	5,0	6,5
0	55	47	5,0	6,5	-20	67	55	5,0	6,5
-1	55	47	5,0	6,5	-21	68	55	5,0	6,5
-2	55	47	5,0	6,5	-22	69	56	5,0	6,5
-3	55	46	5,0	6,5	-23	70	57	5,0	6,5
-4	55	46	5,0	6,5	-24	71	57	5,0	6,5
-5	55	46	5,0	6,5	-25	72	58	5,0	6,5
-6	55	46	5,0	6,5	-26	73	59	5,0	6,5
-7	55	46	5,0	6,5	-27	74	59	5,0	6,5
-8	55	46	5,0	6,5	-28	75	60	5,0	6,5
-9	56	47	5,0	6,5	ниже -28	75	60	5,0	6,5

Инженер-технолог С. А. Ступак

Рис 3.15

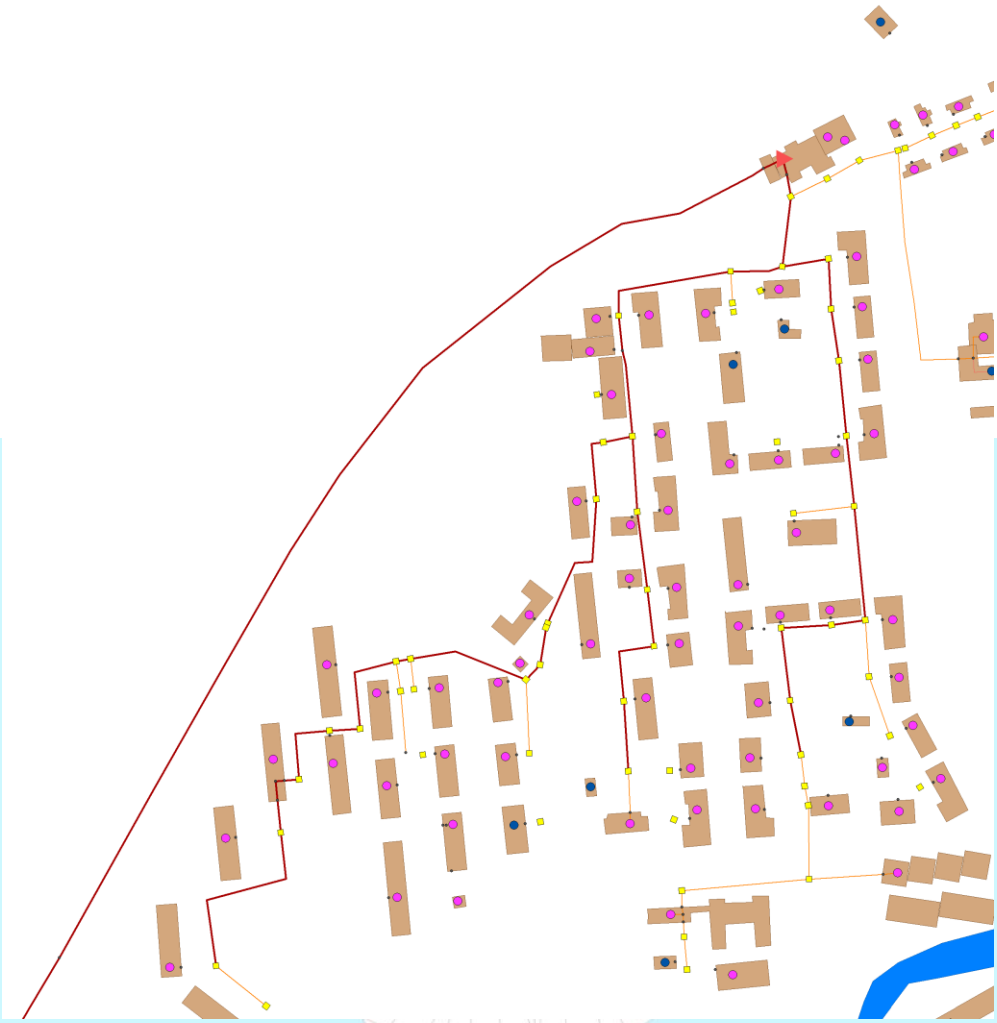


Рисунок 3.16 Схема магистральных трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Перевал»

Расчет гидравлического режима работы системы теплоснабжения котельной «Перевал» по тепловым нагрузкам 2019 г. (при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах)

Для расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения коэффициенты эквивалентной шероховатости трубопроводов сетевой воды в системе теплоснабжения от котельной «Перевал» приняты равными:

- Подающий трубопровод $К_э$=1,0 мм,
- Обратный трубопровод $К_э$=1,0 мм.

Суммы коэффициентов местных сопротивлений приняты:

- Подающий трубопровод Z=1,0 мм,
- Обратный трубопровод Z=1,0 мм.

Гидравлический расчет производится при следующих давлениях в трубопроводах сетевой воды на котельной «Перевал»:

1. Котельная

- Подающий трубопровод – 5,7 кгс/см^2,

- Обратный трубопровод – 3,6 кгс/см^2. 2.

Нижний тепловой пункт

- Подающий трубопровод – 4,7 кгс/см^2, -

Обратный трубопровод – 4,1 кгс/см^2.

Расчетная температура наружного воздуха -28 ^{0}С (СНиП 23.01.99 «Строительная климатология»); среднегодовая температура наружного воздуха -0,7 ^{0}С; расчетная температура холодной воды 5 ^{0}С.

Нагрузки потребителей приняты по информации, предоставленной городской администрацией на 2019 год.

Результаты гидравлического расчета системы теплоснабжения котельной «Перевал» при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и расчетной температуре наружного воздуха представлены в Приложениях 1, 2, 3.

Пьезометрические графики по данным расчетов представлены в Приложении 4.

Скорости теплоносителя по участкам и удельные потери определены по результатам

расчета и представлены на рис.3.17 и рис.3.18.

Из данных схем следует, что требуется перекладка участка магистральной тепловой сети от котельной Перевал до НТП с увеличением диаметра до Ду 350 мм. В микрорайоне «Квартал» по результатам расчета выявлены участки, по которым скорости теплоносителя и удельные потери превышают рекомендуемые. При увеличении скорости возрастают потери давления, а, следовательно, и мощность, необходимая для перекачки теплоносителя.

Исходя из этого можно определить наиболее проблемные

участки: 1. Участок от ТК-26 до Фрунзе, 8

2. Участок от ТК-14 до Фрунзе 5Б
3. Участок от ТК-32 до Фрунзе, 16, 18
4. Участок от ТК-16 в сторону школы, домов по Фрунзе, 11, 13

Результаты гидравлического расчета представлены в таблицах 3.10 и 3.11.

Таблица 3.10 – Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (существующие значения)

Наименование начала участка	От котельной до НТП	Котельная "Перевал"	Р-5	Р-3	Р-1	Р-2	Участок 1	ТК-26	ТК-35	ТК-35.1	Р-41	ТК-35	Участок2	ТК-14	Р-12	Р-14	Участок3	ТК-32	ТК-33	Р-50	ТК-33	ТК-34	Р-51	Участок4	ТК-16	Р-22	ТК-16	ТК-17	ТК-18	Р-24	ТК-18
Наименование конца участка		Р-5	Р-3	Р-1	Р-2	НТП		ТК-35	ТК-35.1	Р-41	Фрунзе, 8	ТК-36		Р-12	Р-14	Фрунзе, 5б		ТК-33	Р-50	Фрунзе, 16	ТК-34	Р-51	Фрунзе, 18		Р-22	Фрунзе, 11	ТК-17	ТК-18	Р-24	Фрунзе, 13	ТК-19
Длина участка, м		40	180	2500	680	1		12	18	3	1	25		4	30	1		16	5	1	20	5	1		15	1	12	8	15	1	30
Внутренний диаметр подающего трубопровода, м		0,207	0,207	0,207	0,207	0,207		0,207	0,069	0,069	0,069	0,207		0,05	0,05	0,05		0,05	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05		0,04	0,04	0,1	0,1	0,05	0,05	0,1
Внутренний диаметр обратного трубопровода, м		0,207	0,207	0,207	0,207	0,207		0,207	0,069	0,069	0,069	0,207		0,05	0,05	0,05		0,05	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05		0,04	0,04	0,1	0,1	0,05	0,05	0,1
Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да		2	2	2	2	2		2	2	2	2	2		2	2	2		2	2	2	2	2	2		2	2	2	2	2	2	2
Шероховатость трубопровода,		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5		1	1	1	1	1		1	1	1		1	1	1	1	1	1		1	1	1	1	1	1	1
Коэффициент местного сопротивления тр-да		1	1	1	1	1		1	1	1	1	1		1	1	1		1	1	1	1	1	1		1	1	1	1	1	1	1
Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч		193,6319	193,6287	193,6139	193,4088	193,353		213,0139	35,4486	35,4484	35,4484	177,5644		20,2035	11,5111	11,511		12,9214	5,3238	5,3238	7,5975	7,5974	7,5974		5,4386	5,4386	44,0063	40,7549	7,1882	7,1881	33,5665
Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч		-192,5447	-192,548	-192,5628	-192,7679	-192,8236		-212,7606	-35,414	-35,4141	-35,4142	-177,3477		-20,1845	-11,5004	-11,5005		-12,9089	-5,3188	-5,3188	-7,5902	-7,5903	-7,5903		-5,4334	-5,4335	-43,9586	-40,7108	-7,1813	-7,1814	-33,5296
Потери напора в подающем трубопроводе, м		0,901	3,121	39,903	11,025	0,282		0,596	4,343	1,328	0,926	0,62		2,271	3,732	0,392		2,67	0,543	0,224	1,126	0,372	0,171		1,397	0,234	0,784	0,521	0,783	0,153	0,92
Потери напора в обратном трубопроводе, м		0,891	3,087	39,472	10,952	0,281		0,594	4,335	1,325	0,924	0,618		2,266	3,725	0,392		2,665	0,542	0,224	1,124	0,371	0,171		1,394	0,234	0,782	0,52	0,782	0,153	0,918
Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м		15,857	15,857	15,854	15,821	15,812		22,723	201,007	201,005	201,005	15,801		354,118	115,151	115,148		145,033	79,6	79,599	50,263	50,262	50,262		83,06	83,059	44,232	37,949	45,008	45,007	25,767
Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м		15,68	15,681	15,683	15,717	15,726		22,669	200,615	200,617	200,617	15,762		353,452	114,936	114,939		144,751	79,449	79,45	50,166	50,168	50,168		82,901	82,903	44,136	37,868	44,923	44,924	25,711
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с		1,639	1,639	1,639	1,637	1,637		1,803	2,701	2,701	2,701	1,503		2,931	1,67	1,67		1,875	1,207	1,207	1,102	1,102	1,102		1,233	1,233	1,596	1,478	1,043	1,043	1,218
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с		-1,63	-1,63	-1,63	-1,632	-1,632		-1,801	-2,698	-2,698	-2,698	-1,501		-2,929	-1,669	-1,669		-1,873	-1,206	-1,206	-1,101	-1,101	-1,101		-1,232	-1,232	-1,595	-1,477	-1,042	-1,042	-1,216
Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч		0,003	0,015	0,205	0,056	0		0,001	0	0	0	0,002		0	0	0		0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0,001
Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч		0,003	0,015	0,205	0,056	0		0,001	0	0	0	0,002		0	0	0		0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0,001
Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч		5166,43	22878,31	317482,18	87591,2	91,52		1195,01	1063,22	177,16	39,54	2490,21		206,91	1554,92	30,1		823,49	206,22	25,45	1029,6	257,14	29,91		620,66	25,55	839,72	559,66	774,3	30,07	2098,22
Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч		2213,72	16678,09	234711,98	37479,27	59,69		512,27	455,54	75,92	32,35	1067,19		88,85	666,25	23,84		353,01	88,41	19,8	440,81	110,19	23,59		266,22	19,88	359,78	239,8	332,3	23,73	898,61
Температура в начале участка под.тр-да,°С		110	109,97	109,86	108,22	107,76		74,94	74,93	74,9	74,9	74,93		74,84	74,83	74,7		74,53	74,47	74,43	74,47	74,33	74,3		74,77	74,66	74,77	74,76	74,74	74,63	74,74
Температура в конце участка под.тр-да,°С		109,97	109,86	108,22	107,76	107,76		74,93	74,9	74,9	74,9	74,92		74,83	74,7	74,7		74,47	74,43	74,42	74,33	74,3	74,29		74,66	74,66	74,76	74,74	74,63	74,63	74,68
Температура в начале участка обр.тр-да,°С		63,83	63,91	65,13	65,33	65,33		59,93	59,93	59,93	59,93	59,94		60,05	60,16	60,16		59,6	59,68	59,69	59,62	59,63	59,64		59,9	59,91	59,67	59,65	59,93	59,93	59,63
Температура в конце участка обр.тр-да,°С		63,82	63,83	63,91	65,13	65,33		59,93	59,91	59,93	59,93	59,93		60,05	60,1	60,16		59,58	59,67	59,68	59,56	59,62	59,63		59,85	59,9	59,66	59,65	59,88	59,93	59,61

Таблица 3.11– Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (при увеличении диаметра трубопровода)

Наименование начала участка	От котельной до НТП	Котельная "Перевал"	Р-5	Р-3	Р-1	Р-2	Участок 1	ТК-26	ТК-35	ТК-35.1	Р-41	ТК-35	Участок2	ТК-14	Р-12	Р-14	Участок3	ТК-32	ТК-33	Р-50	ТК-33	ТК-34	Р-51	Участок4	ТК-16	Р-22	ТК-16	ТК-17	ТК-18	Р-24	ТК-18
Наименование конца участка		Р-5	Р-3	Р-1	Р-2	НТП		ТК-35	ТК-35.1	Р-41	Фрунзе, 8	ТК-36		Р-12	Р-14	Фрунзе,		ТК-33	Р-50	Фрунзе,	ТК-34	Р-51	Фрунзе,		Р-22	Фрунзе,	ТК-17	ТК-18	Р-24	Фрунзе,	ТК-19
Длина участка, м		40	180	2500	680	1		12	18	3	1	25		4	30	1		16	5	1	20	5	1		15	1	12	8	15	1	30
Внутренний диаметр подающего трубопровода, м		0,259	0,259	0,259	0,259	0,259		0,253	0,1	0,1	0,1	0,259		0,082	0,069	0,05		0,082	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05		0,04	0,04	0,15	0,15	0,05	0,05	0,15
Внутренний диаметр обратного трубопровода, м		0,259	0,259	0,259	0,259	0,259		0,253	0,1	0,1	0,1	0,259		0,082	0,069	0,05		0,082	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05		0,04	0,04	0,15	0,15	0,05	0,05	0,15
Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да		2	2	2	2	2		2	2	2	2	2		2	2	2		2	2	2	2	2	2		2	2	2	2	2	2	2
Шероховатость трубопровода,		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5		1	1	1	1	1		1	1	1		1	1	1	1	1	1		1	1	1	1	1	1	1
Коэффициент местного сопротивления тр-да		1	1	1	1	1		1	1	1	1	1		1	1	1		1	1	1	1	1	1		1	1	1	1	1	1	1
Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч		195,1903	195,1852	195,1621	194,841	194,7537		213,0158	35,4488	35,4485	35,4484	177,5655		20,2037	11,5112	11,511		12,9215	5,3238	5,3238	7,5975	7,5974	7,5974		5,4386	5,4386	44,0074	40,7558	7,1882	7,1881	33,5673
Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч		-193,7876	-193,7927	-193,8158	-194,1369	-194,2242		-212,7588	-35,4137	-35,4141	-35,4141	-177,346		-20,1843	-11,5002	-11,5005		-12,9087	-5,3188	-5,3188	-7,5902	-7,5903	-7,5903		-5,4334	-5,4335	-43,9574	-40,7099	-7,1813	-7,1814	-33,5289
Потери напора в подающем трубопроводе, м		0,31	1,009	12,582	3,491	0,115		0,24	0,681	0,251	0,193	0,214		0,224	0,716	0,392		0,222	0,543	0,224	1,126	0,372	0,171		1,397	0,234	0,114	0,079	0,783	0,153	0,122
Потери напора в обратном трубопроводе, м		0,306	0,995	12,41	3,466	0,115		0,24	0,68	0,25	0,193	0,213		0,224	0,714	0,392		0,222	0,542	0,224	1,124	0,371	0,171		1,394	0,234	0,113	0,079	0,782	0,153	0,121
Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м		4,99	4,99	4,988	4,972	4,968		7,938	28,73	28,73	28,729	4,884		26,477	21,303	115,148		10,866	79,6	79,599	50,263	50,262	50,262		83,06	83,059	5,29	4,541	45,008	45,007	3,087
Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м		4,919	4,919	4,92	4,936	4,941		7,919	28,673	28,674	28,674	4,872		26,426	21,263	114,939		10,845	79,449	79,45	50,166	50,168	50,168		82,901	82,903	5,278	4,531	44,923	44,924	3,08
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с		1,056	1,055	1,055	1,054	1,053		1,207	1,286	1,286	1,286	0,96		1,09	0,877	1,67		0,697	1,207	1,207	1,102	1,102	1,102		1,233	1,233	0,709	0,657	1,043	1,043	0,541
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с		-1,048	-1,048	-1,048	-1,05	-1,05		-1,206	-1,285	-1,285	-1,285	-0,959		-1,089	-0,876	-1,669		-0,696	-1,206	-1,206	-1,101	-1,101	-1,101		-1,232	-1,232	-0,709	-0,656	-1,042	-1,042	-0,541
Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч		0,005	0,023	0,321	0,087	0		0,001	0	0	0	0,003		0	0	0		0	0	0	0	0	0		0	0	0,001	0	0	0	0,001
Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч		0,005	0,023	0,321	0,087	0		0,001	0	0	0	0,003		0	0	0		0	0	0	0	0	0		0	0	0,001	0	0	0	0,001
Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч		5909,23	25685,7	356405,57	100185,49	102,03		1384,42	1263,72	210,55	48,64	2884,88		235,83	1772,21	30,09		938,62	206,19	25,45	1029,46	257,11	29,91		620,58	25,55	983,86	655,71	774,16	30,07	2458,27
Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч		2531,91	19386,99	273404,32	42858,87	69,23		593,46	541,41	90,23	40,02	1236,32		101,27	759,22	23,83		402,34	88,4	19,79	440,75	110,17	23,58		266,22	19,88	421,53	280,94	332,27	23,73	1052,73
Температура в начале участка под.тр-да.°С		110	109,97	109,84	108,01	107,5		74,94	74,93	74,9	74,89	74,93		74,84	74,83	74,68		74,53	74,46	74,42	74,46	74,32	74,29		74,77	74,66	74,77	74,75	74,74	74,63	74,74
Температура в конце участка под.тр-да.°С		109,97	109,84	108,01	107,5	107,5		74,93	74,9	74,89	74,89	74,91		74,83	74,68	74,68		74,46	74,42	74,41	74,32	74,29	74,28		74,66	74,66	74,75	74,74	74,63	74,62	74,66
Температура в начале участка обр.тр-да.°С		63,64	63,74	65,15	65,37	65,37		59,92	59,92	59,92	59,92	59,93		60,04	60,15	60,15		59,6	59,68	59,68	59,61	59,63	59,63		59,9	59,91	59,66	59,64	59,92	59,93	59,62
Температура в конце участка обр.тр-да,°С		63,62	63,64	63,74	65,15	65,37		59,92	59,9	59,92	59,92	59,93		60,03	60,08	60,15		59,57	59,66	59,68	59,55	59,61	59,63		59,85	59,9	59,65	59,63	59,88	59,92	59,59

Рис.3.17 - Скорости теплоносителя по участкам теплосети от котельной Перевал

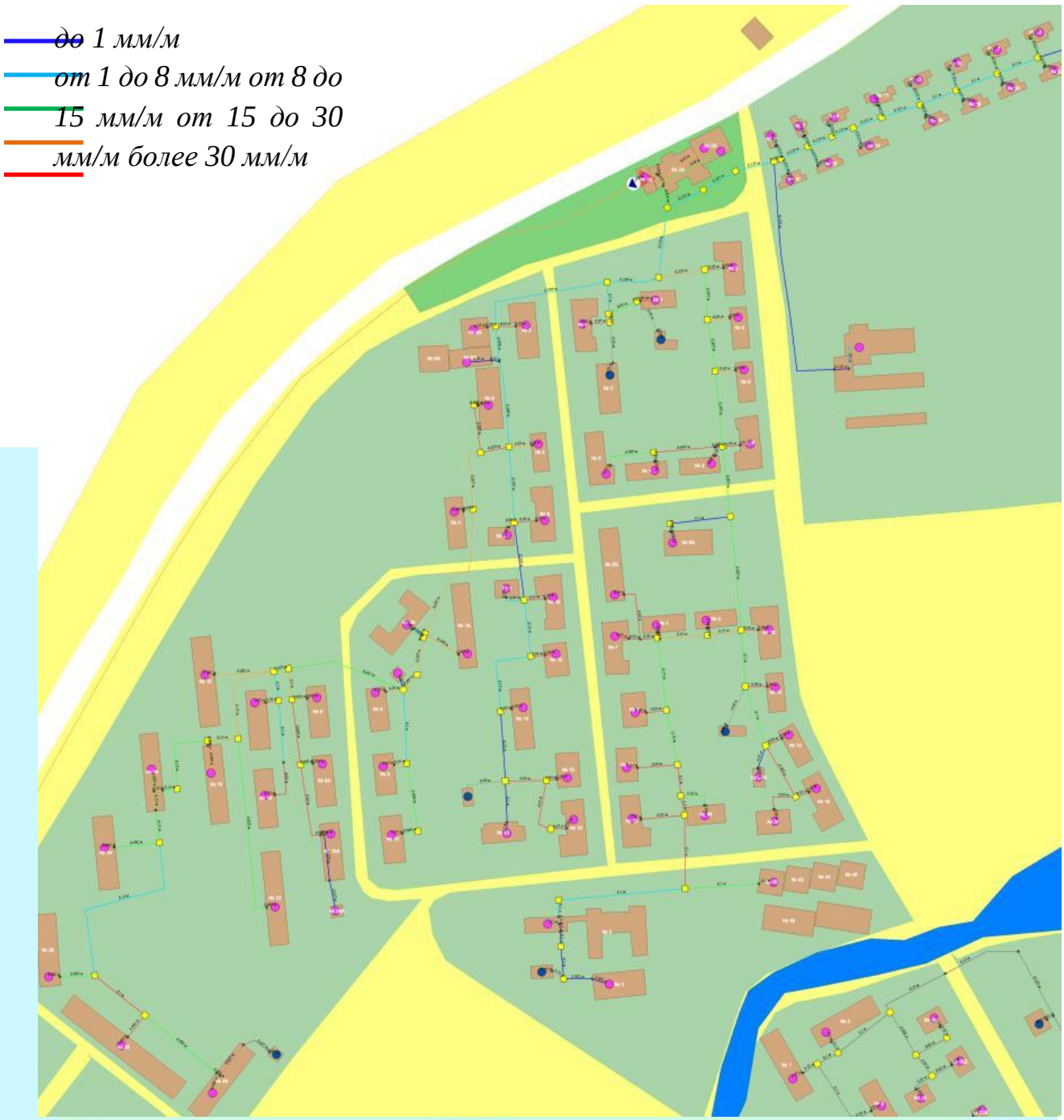


Рис.3.18 – Удельные потери по участкам теплосети от котельной Перевал

3.5. Система теплоснабжения от котельной «Стройка»

Система теплоснабжения котельной «Стройка» осуществляет выработку и транспортировку теплоносителя в виде горячей воды потребителям микрорайона «Стройка» на нужды отопления и горячего водоснабжения.

Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельной «Стройка» представлена в таблице 3.12

Таблица 3.12 - Структура нагрузок системы теплоснабжения Котельная «Стройка»

Система теплоснабжения	Полезный отпуск Гкал/ч	Потери, Гкал/ч	Итого, выработка Гкал/ч
Котельная «Стройка»	1,19	0,37	1,56

Соотношение нагрузок отопления, в системе теплоснабжения от котельной «Стройка» представлено на рис. 3.19.

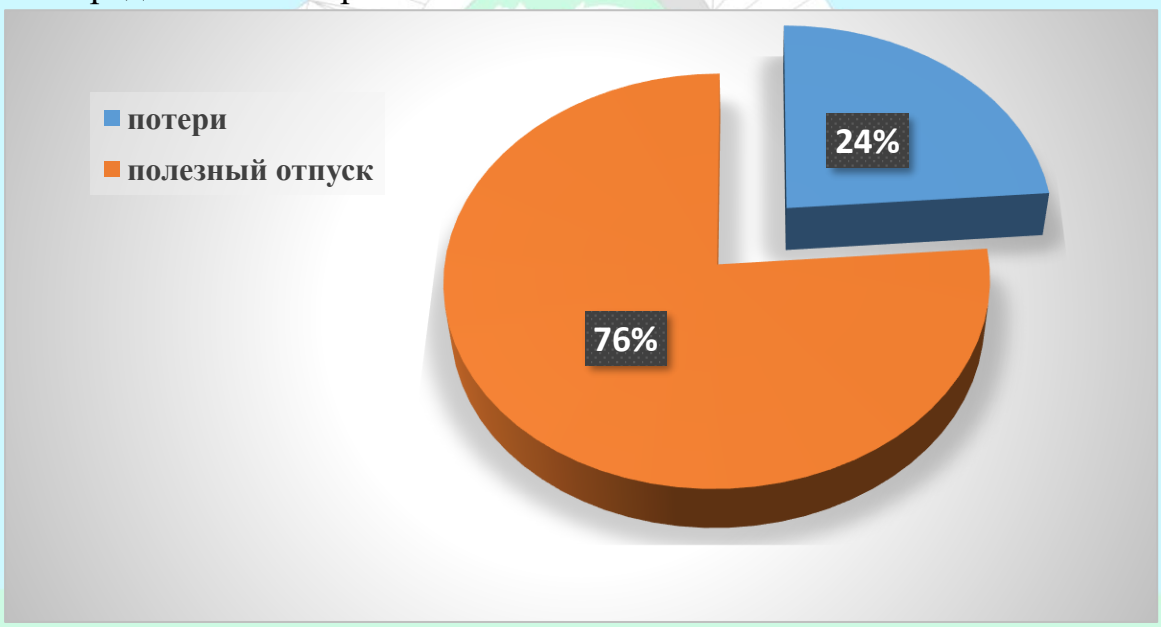


Рисунок 3.19 Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной "Стройка"

Утвержденный температурный график – 75/60 ^{o}С системы теплоснабжения котельной «Стройка» представлен на рис.3.19.1

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

_____ А. В. Доляиков
«__» _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»

_____ А. А. Ильенко
«__» _____ 2024 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды из котельной «СТРОЙКА» на отопительный сезон 2024-2025 гг.

Температура наружн. воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии **Рпр**	Температура наружн. воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр.**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии **Рпр.**
+10	55	49	5,8	-10	57	47	5,8
+9	55	49	5,8	-11	58	48	5,8
+8	55	49	5,8	-12	59	49	5,8
+7	55	49	5,8	-13	60	50	5,8
+6	55	48	5,8	-14	61	50	5,8
+5	55	48	5,8	-15	62	51	5,8
+4	55	48	5,8	-16	63	52	5,8
+3	55	48	5,8	-17	64	53	5,8
+2	55	47	5,8	-18	65	53	5,8
+1	55	47	5,8	-19	66	54	5,8
0	55	47	5,8	-20	67	55	5,8
-1	55	47	5,8	-21	68	55	5,8
-2	55	47	5,8	-22	69	56	5,8
-3	55	46	5,8	-23	70	57	5,8
-4	55	46	5,8	-24	71	57	5,8
-5	55	46	5,8	-25	72	58	5,8
-6	55	46	5,8	-26	73	59	5,8
-7	55	46	5,8	-27	74	59	5,8
-8	55	46	5,8	-28	75	60	5,8
-9	56	47	5,8	ниже -28	75	60	5,8

Инженер-технолог С. А. Ступак

Рисунок 3.20 Схема магистральных трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Стройка»

Расчет гидравлического режима работы системы теплоснабжения котельной «Стройка» по тепловым нагрузкам 2019 г. (при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах)

Для расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения коэффициенты эквивалентной шероховатости трубопроводов сетевой воды в системе теплоснабжения от котельной «Стройка» приняты равными:

- Подающий трубопровод $К_э$=1,0 мм,
- Обратный трубопровод $К_э$=1,0 мм.

Суммы коэффициентов местных сопротивлений приняты:

- Подающий трубопровод Z=1,0 мм,
- Обратный трубопровод Z=1,0 мм.

Гидравлический расчет производится при следующих давлениях в трубопроводах сетевой воды на котельной «Стройка»:

- Подающий трубопровод – 5,0 кгс/см^2,
- Обратный трубопровод – 4,8 кгс/см^2.

Расчетная температура наружного воздуха -28°С (СНиП 23.01.99 «Строительная климатология»); среднегодовая температура наружного воздуха -0,7°С; расчетная температура холодной воды 5°С.

Нагрузки потребителей приняты по информации, предоставленной городской администрацией на 2019 год.

Результаты гидравлического расчета системы теплоснабжения котельной «Стройка» при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и расчетной температуре наружного воздуха представлены в Приложениях 1, 2, 3.

Пьезометрические графики по данным расчетов представлены в Приложении 4.

Скорости теплоносителя по участкам и удельные потери определены по результатам
расчета и представлены на рис.3.21 и рис.3.22.

Результаты гидравлического расчета представлены в таблицах 3.13 и 3.14.

Таблица 3.13 Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (существующие значения)

Наименование начала участка	Котельная "Стройка"	Р2	ТК-1	ТК-21	ТК-22	ТК-23
Наименование конца участка	Р2	ТК-1	ТК-21	ТК-22	ТК-23	ТК-23'
Длина участка, м	1	63	20,4	42	8,4	30
Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	0,207	0,207	0,1	0,1	0,1	0,1
Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	0,207	0,207	0,1	0,1	0,1	0,1
Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да	2	2	2	2	2	2
Шероховатость трубопровода, мм	1	1	1	1	1	1
Коэффициент местного сопротивления тр-да	1	1	1	1	1	1
Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	190,0549	190,0522	98,2673	91,9469	82,626	73,5724
Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	-189,4695	-189,4722	-98,1283	-91,8149	-82,5047	-73,4604
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0,275	1,397	5,752	9,198	2,2	4,411
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0,274	1,389	5,736	9,172	2,194	4,397
Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	18,097	18,096	220,055	192,683	155,632	123,428
Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м	17,986	17,986	219,434	192,13	155,176	123,053
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1,609	1,609	3,565	3,335	2,997	2,669
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1,604	-1,604	-3,56	-3,331	-2,993	-2,665
Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч	0	0,005	0	0,001	0	0,001
Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч	0	0,005	0	0,001	0	0,001

Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	55,66	5713,87	1303,93	2689,04	537,51	1918,32
Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч	43,83	2448,4	559,76	1151,81	230,2	821,36
Температура в начале участка под.тр-да,°С	75	75	74,97	74,96	74,93	74,92
Температура в конце участка под.тр-да,°С	75	74,97	74,96	74,93	74,92	74,89
Температура в начале участка обр.тр-да,°С	59,05	59,06	59,26	59,22	59,15	59,07
Температура в конце участка обр.тр-да,°С	59,05	59,05	59,25	59,21	59,15	59,06

Таблица 3.14– Результаты гидравлического расчета по участкам тепловой сети (при увеличении диаметра трубопровода)

Наименование начала участка	Котельная "Стройка"	Р2	ТК-1	ТК-21	ТК-22	ТК-23
Наименование конца участка	Р2	ТК-1	ТК-21	ТК-22	ТК-23	ТК-23'
Длина участка, м	1	63	20,4	42	8,4	30
Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	0,259	0,259	0,207	0,15	0,15	0,15
Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	0,259	0,259	0,207	0,15	0,15	0,15
Сумма коэф. местных сопротивлений тр-да	2	2	2	2	2	2
Шероховатость трубопровода, мм	1	1	1	1	1	1
Коэффициент местного сопротивления тр-да	1	1	1	1	1	1
Расход воды в подающем трубопроводе, т/ч	190,0611	190,0583	98,2705	91,9488	82,6269	73,5731
Расход воды в обратном трубопроводе, т/ч	-189,4633	-189,466	-98,1251	-91,8129	-82,5038	-73,4597
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0,111	0,457	0,168	1,184	0,332	0,582
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0,11	0,454	0,167	1,18	0,331	0,58
Удельные линейные потери напора в под.тр-де, мм/м	5,593	5,593	4,857	22,986	18,57	14,733
Удельные линейные потери напора в обр.тр-де, мм/м	5,558	5,558	4,842	22,918	18,515	14,687
Скорость движения воды в под.тр-де, м/с	1,028	1,028	0,832	1,482	1,332	1,186
Скорость движения воды в обр.тр-де, м/с	-1,025	-1,025	-0,831	-1,48	-1,33	-1,184
Величина утечки из подающего трубопровода, т/ч	0	0,008	0,002	0,002	0	0,001
Величина утечки из обратного трубопровода, т/ч	0	0,008	0,002	0,002	0	0,001
Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	64,81	6618,81	1849,61	3150,17	629,66	2247,18
Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч	50,63	2836,11	793,92	1349,28	269,66	962,13
Температура в начале участка под.тр-да,°С	75	75	74,96	74,95	74,91	74,9
Температура в конце участка под.тр-да,°С	75	74,96	74,95	74,91	74,9	74,87
Температура в начале участка обр.тр-да,°С	59,03	59,05	59,24	59,21	59,13	59,06
Температура в конце участка обр.тр-да,°С	59,03	59,03	59,23	59,19	59,13	59,04

Рис.3.21 - Скорости теплоносителя по участкам теплосети от котельной Стройка

Рис.3.22 – Удельные потери по участкам теплосети от котельной Стройка

3.6. Система теплоснабжения от котельной «СМП»

Система теплоснабжения котельной «СМП» осуществляет выработку и транспортировку теплоносителя в виде горячей воды потребителям микрорайона «Берсенева» на нужды отопления и горячего водоснабжения.

Данная система теплоснабжения четырехтрубная. В расчетной электронной модели приняты два источника – на отопление и на систему ГВС.

Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельной «СМП» представлена в таблице 3.15

Таблица 3.15 - Структура нагрузок системы теплоснабжения Котельная «СМП»

Система теплоснабжения	Полезный отпуск Гкал/ч	Потери, Гкал/ч	Итого, выработка Гкал/ч
Котельная «СМП»	0,63	0,28	0,91

Соотношение нагрузок отопления, в системе теплоснабжения от котельной «СМП» представлено на рис. 3.23.

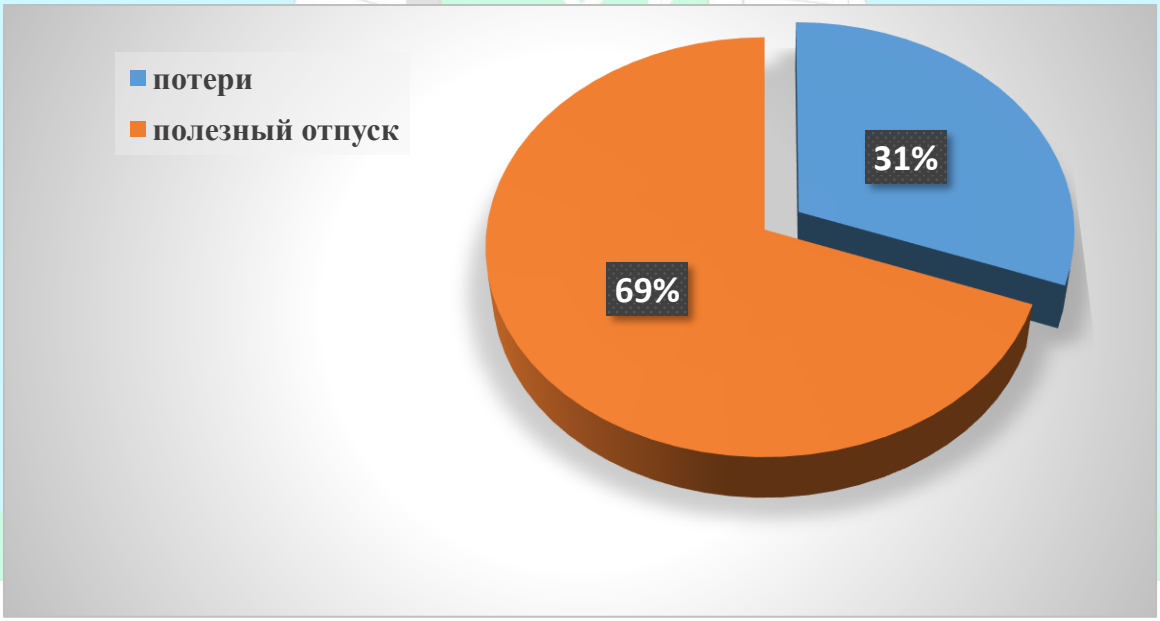


Рисунок 3.23 Соотношение нагрузок отопления, в системе теплоснабжения от котельной "СМП"

Утвержденный температурный график – 75/60 ^{o}C системы теплоснабжения котельной «СМП» представлен на рис.3.9.

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

_____ А. В. Должиков
«___» _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»

_____ А. А. Ильенко
«___» _____ 2024 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
ОТПУСКА СЕТЕВОЙ ВОДЫ из котельной «СМП»
на отопительный сезон 2024-2025 гг.

Температура наружного воздуха	Температура в подающем трубопроводе tпр		Температура в обратном трубопроводе tобр.		Давление в подающей линии $P_{пр.}$	Температура наружного воздуха	Температура в подающем трубопроводе tпр		Температура в обратном трубопроводе tобр.		Давление в подающей линии $P_{пр.}$
	отопление $t^{от}_{пр}$	ГВС $t^{гвс}_{пр}$	отопление	ГВС			отопление $t^{от}_{пр}$	ГВС $t^{гвс}_{пр}$	отопление	ГВС	
+ 10	32	55	30	не норм	3,4	-10	57	55	47	не норм	3,8
+ 9	34	55	31	не норм.	3,4	-11	58	55	48	не норм.	3,9
+8	35	55	32	не норм.	3,4	-12	59	55	49	не норм.	3,9
+7	37	55	33	не норм.	3,4	-13	60	55	50	не норм.	3,9
+6	38	55	34	не норм.	3,4	-14	61	55	50	не норм.	4,0
+5	39	55	35	не норм.	3,4	-15	62	55	51	не норм.	4,0
+4	40	55	36	не норм.	3,4	-16	63	55	52	не норм.	4,0
+3	42	55	37	не норм.	3,5	-17	64	55	53	не норм.	4,0
+2	43	55	38	не норм.	3,5	-18	65	55	53	не норм.	4,0
+1	44	55	38	не норм.	3,5	-19	66	55	54	не норм.	4,0
0	45	55	39	не норм.	3,5	-20	67	55	55	не норм.	4,0
-1	46	55	40	не норм.	3,5	-21	68	55	55	не норм.	4,0
-2	48	55	41	не норм.	3,6	-22	69	55	56	не норм.	4,0
-3	49	55	42	не норм.	3,6	-23	70	55	57	не норм.	4,0
-4	50	55	43	не норм.	3,6	-24	71	55	57	не норм.	4,0
-5	51	55	44	не норм.	3,6	-25	72	55	58	не норм.	4,0
-6	52	55	45	не норм.	3,7	-26	73	55	59	не норм.	4,0
-7	54	55	46	не норм.	3,7	-27	74	55	59	не норм.	4,0
-8	55	55	47	не норм.	3,7	-28	75	55	60	не норм.	4,0
- 9	55	55	47	не норм.	3,8	Ниже -28	75	55	60	не норм.	4,0

Инженер-технолог С. А. Ступак

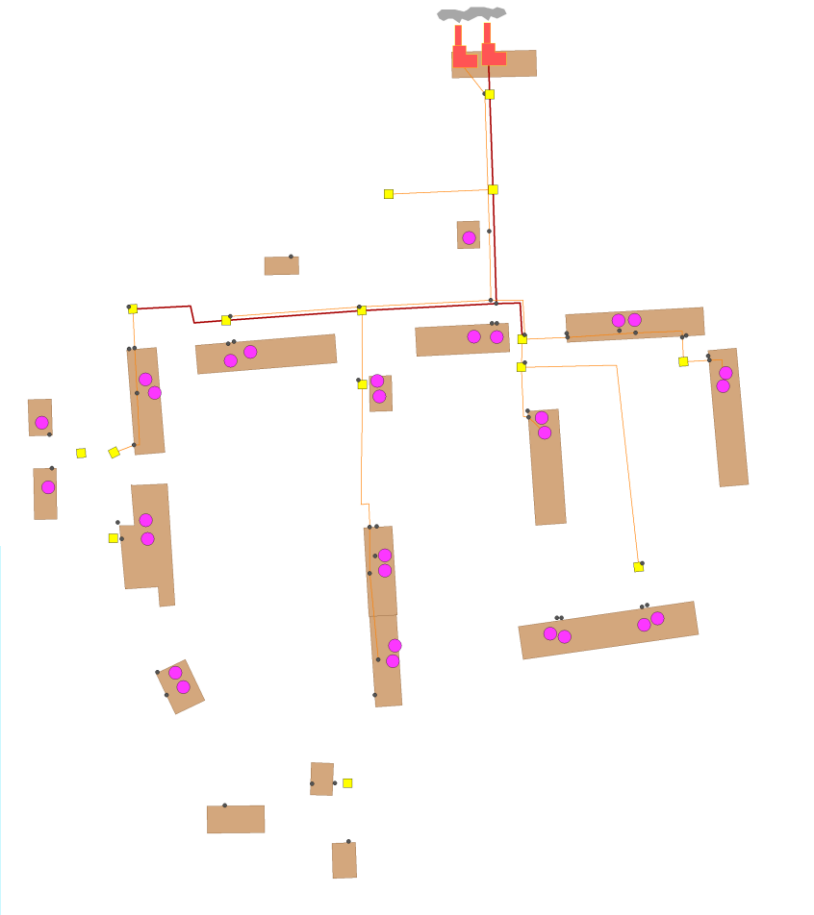


Рисунок 3.24. Схема магистральных трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «СМП»

Расчет гидравлического режима работы системы теплоснабжения котельной «СМП» по тепловым нагрузкам 2019 г. (при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах)

Для расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения коэффициенты эквивалентной шероховатости трубопроводов сетевой воды в системе теплоснабжения от котельной «СМП» приняты равными:

- Подающий трубопровод $К_э$=1,0 мм,
- Обратный трубопровод $К_э$=1,0 мм.

Суммы коэффициентов местных сопротивлений приняты:

- Подающий трубопровод Z=1,0 мм,
- Обратный трубопровод Z=1,0 мм.

Гидравлический расчет производится при следующих давлениях в трубопроводах сетевой воды на котельной «СМП»:

1. СМП - отопление

- Подающий трубопровод – 3,2 кгс/см^2, -

Обратный трубопровод – 3,0 кгс/см^2. 2. СМП - ГВС

- Подающий трубопровод – 3,2 кгс/см^2, -

Обратный трубопровод – 2,2 кгс/см^2.

Расчетная температура наружного воздуха -28^{0}С (СНиП 23.01.99 «Строительная климатология»); среднегодовая температура наружного воздуха -0,7^{0}С; расчетная температура холодной воды 5^{0}С.

Результаты гидравлического расчета системы теплоснабжения котельной «СМП» при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и расчетной температуре наружного воздуха представлены в Приложениях 1, 2, 3.

Пьезометрические графики по данным расчетов представлены в Приложении 4.

3.7. Система теплоснабжения от котельных «Ростелеком», «Резерв», «Собственная база», «Дом ребенка»

Система теплоснабжения котельных «Ростелеком», «Резерв», «Дом ребенка» осуществляет выработку и транспортировку теплоносителя в виде горячей воды потребителям близлежащих районов на нужды отопления и горячего водоснабжения. Котельная «Собственная база» обеспечивает теплом производственную площадку ООО «УКС».

Суммарная присоединенная тепловая нагрузка данных источников составляет всего 2% от общей присоединенной тепловой нагрузки всех котельных городского поселения.

Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельных «Ростелеком», «Медрезерв», «Собственная база», «Дом ребенка» представлена в таблице 3.16

Таблица 3.16 - Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельных

Система теплоснабжения	Отопление, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	Суточные максимумы ГВС, Гкал/ч	Итого, Гкал/ч
Котельная «Ростелеком»	0,163	0	0,013	0,176
Котельная «Резерв»	0,16	0	0,05	0,2
Котельная «Собственная база»	0,205	0	0,0033	0,208
Котельная «Дом ребенка»	0,247	0	0	0,247
Котельная Сухой Ручей	0,05	0	0,03	0,08

Утвержденные температурные графики – 75/60°С систем теплоснабжения котельных «Ростелеком», «Резерв», «Собственная база», «Дом ребенка» представлен на рис.3.9.

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

_____ А. В. Должиков
«_____» _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»

_____ А. А. Ильенко
«_____» _____ 2024 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды из котельной «МЕДРЕЗЕРВ» на отопительный сезон 2024 – 2025 гг.

Температура наружного воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей/обратной линии **Рпр/Робр**	Температура наружного воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр.**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей/обратной линии **Рпр/Робр**
+10	55	49	6,0/3,0	-10	57	47	6,0/3,0
+9	55	49	6,0/3,0	-11	58	48	6,0/3,0
+8	55	49	6,0/3,0	-12	58	49	6,0/3,0
+7	55	49	6,0/3,0	-13	59	50	6,0/3,0
+6	55	48	6,0/3,0	-14	60	50	6,0/3,0
+5	55	48	6,0/3,0	-15	62	51	6,0/3,0
+4	55	48	6,0/3,0	-16	63	52	6,0/3,0
+3	55	48	6,0/3,0	-17	64	53	6,0/3,0
+2	55	47	6,0/3,0	-18	65	53	6,0/3,0
+1	55	47	6,0/3,0	-19	66	54	6,0/3,0
0	55	47	6,0/3,0	-20	67	55	6,0/3,0
-1	55	47	6,0/3,0	-21	68	55	6,0/3,0
-2	55	47	6,0/3,0	-22	69	56	6,0/3,0
-3	55	46	6,0/3,0	-23	70	57	6,0/3,0
-4	55	46	6,0/3,0	-24	71	57	6,0/3,0
-5	55	46	6,0/3,0	-25	72	58	6,0/3,0
-6	55	46	6,0/3,0	-26	73	59	6,0/3,0
-7	55	46	6,0/3,0	-27	74	59	6,0/3,0
-8	55	46	6,0/3,0	-28	75	60	6,0/3,0
-9	56	47	6,0/3,0	ниже -28	75	60	6,0/3,0

Инженер-технолог С. А. Ступак

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

_____ А. В. Должиков
«_____» _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»

_____ А. А. Ильенко
«_____» _____ 2024 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды из котельной «РОСТЕЛЕКОМ» на отопительный сезон 2024-2025 гг.

Температура наружн. воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей - обратной линии **Рпр**	Температура наружн. воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр.**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей - обратной линии **Рпр.**
+10	55	49	3,5	-10	57	47	3,5
+9	55	49	3,5	-11	58	48	3,5
+8	55	49	3,5	-12	59	49	3,5
+7	55	49	3,5	-13	60	50	3,6
+6	55	48	3,5	-14	61	50	3,6
+5	55	48	3,5	-15	62	51	3,6
+4	55	48	3,5	-16	63	52	3,6
+3	55	48	3,5	-17	64	53	3,6
+2	55	47	3,5	-18	65	53	3,6
+1	55	47	3,5	-19	66	54	3,6
0	55	47	3,5	-20	67	55	3,6
-1	55	47	3,5	-21	68	55	3,7
-2	55	47	3,5	-22	69	56	3,7
-3	55	46	3,5	-23	70	57	3,7
-4	55	46	3,5	-24	71	57	3,7
-5	55	46	3,5	-25	72	58	3,7
-6	55	46	3,5	-26	73	59	3,7
-7	55	46	3,5	-27	74	59	3,7
-8	55	46	3,5	-28	75	60	3,7
-9	56	47	3,5	ниже -28	75	60	3,7

Инженер-технолог С. А. Ступак

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

_____ А. В. Должиков
«___» _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»

_____ А. А. Ильенко
«___» _____ 2024 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды из котельной «Дом ребенка» на отопительный сезон 2024-2025 гг.

Температура наружн. воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии **Р пр.**	Температура наружн. воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр.**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии **Р пр.**
+10	55	51	4,5	-10	58	49	4,5
+9	55	51	4,5	-11	59	49	4,5
+8	55	51	4,5	-12	60	50	4,5
+7	55	51	4,5	-13	61	51	4,5
+6	55	50	4,5	-14	62	51	4,5
+5	55	50	4,5	-15	63	52	4,5
+4	55	50	4,5	-16	64	53	4,5
+3	55	50	4,5	-17	65	53	4,5
+2	55	50	4,5	-18	66	54	4,5
+1	55	49	4,5	-19	67	54	4,5
0	55	48	4,5	-20	68	55	4,5
-1	55	48	4,5	-21	69	56	4,5
-2	55	48	4,5	-22	69	56	4,5
-3	55	48	4,5	-23	70	57	4,5
-4	55	47	4,5	-24	71	58	4,5
-5	55	47	4,5	-25	72	58	4,5
-6	55	47	4,5	-26	73	59	4,5
-7	55	47	4,5	-27	74	59	4,5
-8	56	47	4,5	-28	75	60	4,5
-9	57	48	4,5	ниже -28	75	60	4,5

Инженер-технолог С. А. Ступак

СОГЛАСОВАНО
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

_____ А. В. Должиков
«___» _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО «УКС»

_____ А. А. Ильенко
«___» _____ 2024 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды из электрокотельной «Сухой ручей» на отопительный сезон 2024-2025 гг.

Температура наружн. Воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии **Рпр**	Температура наружн. Воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр.**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии **Рпр.**
+10	32	30	4,0	-10	57	47	4,0
+9	34	31	4,0	-11	58	48	4,0
+8	35	32	4,0	-12	58	49	4,0
+7	37	33	4,0	-13	59	50	4,0
+6	38	34	4,0	-14	60	50	4,0
+5	39	35	4,0	-15	62	51	4,0
+4	40	36	4,0	-16	63	52	4,0
+3	42	37	4,0	-17	64	53	4,0
+2	43	38	4,0	-18	65	53	4,0
+1	44	38	4,0	-19	66	54	4,0
0	45	39	4,0	-20	67	55	4,0
-1	46	40	4,0	-21	68	55	4,0
-2	48	41	4,0	-22	69	56	4,0
-3	49	42	4,0	-23	70	57	4,0
-4	50	43	4,0	-24	71	57	4,0
-5	51	43	4,0	-25	72	58	4,0
-6	52	44	4,0	-26	73	59	4,0
-7	53	45	4,0	-27	74	59	4,0
-8	54	47	4,0	-28	75	60	4,0
-9	55	47	4,0	ниже -28	75	60	4,0

Инженер-технолог С. А. Ступак

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

_____ А. В. Должиков
«_____» _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор
ООО «УКС»

_____ А. А. Ильенко
«_____» _____ 2024 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды из котельной «СОБСТВЕННАЯ БАЗА» на отопительный сезон 2024-2025 гг.

Температура наружн. Воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии **Рпр**.	Температура наружн. Воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр.**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии **Рпр.**
+10	45	42	2,5	-10	57	47	3,0
+9	45	42	2,5	-11	58	48	3,0
+8	45	41	2,6	-12	59	49	3,0
+7	45	41	2,6	-13	60	50	3,0
+6	45	40	2,6	-14	61	50	3,0
+5	45	40	2,7	-15	62	51	3,0
+4	45	40	2,7	-16	63	52	3,0
+3	45	39	2,8	-17	64	53	3,0
+2	45	39	2,8	-18	65	53	3,0
+1	45	39	2,9	-19	66	54	3,0
0	46	40	2,9	-20	67	55	3,0
-1	47	40	3,0	-21	68	55	3,0
-2	48	41	3,0	-22	69	56	3,0
-3	49	42	3,0	-23	70	57	3,0
-4	50	43	3,0	-24	71	57	3,0
-5	51	43	3,0	-25	72	58	3,0
-6	52	44	3,0	-26	73	59	3,0
-7	53	45	3,0	-27	74	59	3,0
-8	55	47	3,0	-28	75	60	3,0
-9	56	47	3,0	Ниже -28	75	60	3,0

Инженер-технолог С. А. Ступак

Расчет гидравлического режима работы системы теплоснабжения котельных «Ростелеком», «Резерв», «Собственная база», «Дом ребенка» по тепловым нагрузкам 2019 г. (при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах)

ля расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения коэффициенты эквивалентной шероховатости трубопроводов сетевой воды в системах теплоснабжения от котельных «Ростелеком», «Медрезерв», «Собственная база», «Дом ребенка» приняты равными:

- Подающий трубопровод $К_э$=1,0 мм,
- Обратный трубопровод $К_э$=1,0 мм.

Суммы коэффициентов местных сопротивлений приняты:

- Подающий трубопровод Z=1,0 мм,
- Обратный трубопровод Z=1,0 мм.

Гидравлический расчет производится при следующих давлениях в трубопроводах сетевой воды:

Котельная «Ростелеком»

- Подающий трубопровод – 3,5 кгс/см^2,

Котельная «Медрезерв»

- Подающий трубопровод – 3,5 кгс/ см^2, -

Обратный трубопровод – 3,0 кгс/ см^2;

Котельная «Собственная база»

- Подающий трубопровод – 2,4 кгс/ см^2,

Котельная «Дом ребенка»

- Подающий трубопровод – 4,5 кгс/ см^2,
- Обратный трубопровод – 4,0 кгс/ см^2.

Расчетная температура наружного воздуха -28^{0}С (СНиП 23.01.99 «Строительная климатология»); среднегодовая температура наружного воздуха -0,7^{0}С; расчетная температура холодной воды 5^{0}С.

Результаты гидравлического расчета систем теплоснабжения котельных при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и расчетной температуре наружного воздуха представлены в Приложениях 1, 2, 3.

Пьезометрические графики по данным расчетов представлены в Приложении 4.

Глава 4 "Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей"

4.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей и располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Баланс тепловой мощности источников тепловой энергии, обеспечивающих теплоснабжение объектов жилищного и общественного сектора, и тепловой нагрузки Слюдянского городского поселения в соответствии с данными представленными в таблице 6.2 части 6 главы 1 показал, что в целом по городскому поселению имеется резерв тепловой мощности источников тепловой энергии, который на протяжении всего периода действия схемы составляет 50%, при условии полного восстановления проектной мощности котельной «Перевал».

Перспективный баланс тепловой мощности на источниках тепловой энергии представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Перспективный баланс тепловой мощности на источниках тепловой энергии

Источник тепловой энергии	Тепловая мощность, Гкал/ч			
	«нетто»	подключенная	резерв	перспективная
Котельная "Перевал"	11,19	11,267	-0,7	0
Котельная "Рудо"	15,21	6,785	8,426	0
Котельная "Центральная"	43,05	29,601	13,449	0
Котельная "Стройка"	5,16	3,776	1,384	0
Котельная "Дом ребенка"	0,976	0,253	0,723	0
Котельная "Собств. База"	0,469	0,241	0,228	0
Котельная "Ростелеком"	0,518	0,173	0,345	0
Котельная "СМП"	3,5	2,004	1,496	0
Котельная "Резерв"	1,2	0,468	0,732	0
Электрокотельная "Сухой ручей"	0,051	0,118	-0,067	0

По остальным источникам возможно только снижение подключенной тепловой нагрузки по мере отключения аварийного жилого фонда. Кроме того, возможно снижение установленной тепловой мощности котельных при их реконструкции.

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

На основании информации о перспективных потребителях на территории Слюдянского городского поселения был произведен гидравлический

расчет существующей схемы теплоснабжения. По результатам поверочного расчета перспективной схемы теплоснабжения были построены пьезометрические графики для следующих характерных участков тепловой сети:

- котельная «Перевал» – потребитель на ул. Амбулаторная 26 (самый удаленный потребитель);
- котельная «Перевал» – тепловой ввод перспективного потребителя на ул. Некрасова – ул. Амбулаторная)

Трассировка перспективной тепломагистрали представлена в электронной модели схемы теплоснабжения.

Пьезометрические графики приведены в приложении 5.

4.3. Выводы о резервах существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Из анализа балансов располагаемой мощности «нетто» на источниках и подключенной нагрузки на 2018 г. следует вывод о достаточности резерва тепловой мощности на источниках теплоснабжения (при условии завершения выполнения капитального ремонта котельной «Перевал»). Суммарная перспективная подключенная нагрузка после строительства и введения в эксплуатацию новых потребителей будет изменена на незначительную величину – около1% для котельной «Центральная», 7-9% для котельной «Перевал» и около 4-5% для котельной «Рудо». Следовательно, подключение перспективных потребителей к системе теплоснабжения от котельной целесообразно с точки зрения резервов мощностей на источнике.

На основании пьезометрических графиков, представленных в приложении 5, следует вывод о возможности подключения перспективных потребителей к существующей системе теплоснабжения от котельных. При введении в эксплуатацию перспективных потребителей гидравлический режим отпуска тепловой энергии от источника изменится незначительно. Кроме того, существующие тепловые сети имеют значительный резерв пропускной способности, что позволяет подключать перспективных потребителей к существующей схеме теплоснабжения без проведения перекладок магистральных тепловых сетей с увеличением диаметра.

Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

5.1 Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения)

Генеральным планом предлагается сохранение отопления многоквартирных жилых домов и объектов общественно-делового назначения г.п. Слюдянка от действующих котельных. Для индивидуальных жилых домов предусматривается автономное теплоснабжение. Для проектируемых тепловых сетей принята подземная прокладка в лотковых каналах с устройством камер для обслуживания арматуры.

Возможным сценарием развития теплоснабжения поселения является перевооружение существующих котельных и ремонт теплотрассы Центральной котельной. А также объединение котельных «Центральная» и «Рудо», и котельных «Стройка» и «Перевал».

Другие варианты перспективного развития систем теплоснабжения Программой комплексного развития коммунальной инфраструктуры не предусмотрены.

5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

Конкурентноспособным вариантам предъявляются следующие требования:

- все варианты, выбираемые для сравнения, должны отвечать обязательным требованиям и, кроме того, обеспечивать в установленные сроки строительство и сдачу объектов в эксплуатацию, соответствовать требованиям нормативных документов,
- для правильного выбора проектного решения необходимо обеспечить сопоставимость сравниваемых вариантов.

Первый вариант перспективного развития схемы теплоснабжения — это перевооружение существующих котельных, с установкой дополнительного оборудования для более надежной и бесперебойной системы теплоснабжения.

Второй вариант перспективного развития схемы теплоснабжения –это объединение котельных для централизации районов и переключение потребителей.

5.3 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей

В рассмотренных вариантах развития системы теплоснабжения (п.5.2) потребность произведенной тепловой энергии останется без существенных изменений, а капитальные вложения первого варианта существенно ниже, чем во втором варианте, хотя эксплуатационные расходы второго варианта меньше. Второй

вариант соответствует нормам пожарной безопасности, но экономически не выгодный.

Из двух вариантов наибольшее количество произведенной тепловой энергии во втором варианте в связи с появлением потерь тепла в трубопроводе.

Приоритетным будет первый вариант перспективного развития систем теплоснабжения.

Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах

Как отмечалось выше, планируемые к строительству потребители до 2028 г. находятся в зоне действия котельных «Перевал» и «Рудо», следовательно, баланс системы водоподготовки остальных котельных не претерпит серьезных изменений и будет близок существующему балансу.

В виду отсутствия ВПУ на водогрейных котельных, необходима проработка вопроса их внедрения, это позволит продлить срок службы оборудования и повысить надежность систем теплоснабжения.

Существующий баланс ВПУ паровых котельных представлен в таблице 1.43 части 7 главы 1.

Основной нагрузкой ВПУ по существующему состоянию является необходимость восполнения теплоносителя расходуемого открытой системой горячего водоснабжения. Максимальный расход горячей воды в системе централизованного теплоснабжения составляет 33,353 т/ч (или 11% от производительности ВПУ) Рассчитанные в ПРК Zulu 10.0, расходы сетевой воды с утечками из тепловых сетей и расход утечек у потребителей в сумме составляют 3,411 т/ч.

Имеющийся резерв на ВПУ от установленной производительности, является достаточным условием для безаварийной и надежной работы системы теплоснабжения от котельных, при условии выполнения правил эксплуатации.

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

- с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;
- с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Таблица 5.1 – Существующий и перспективный балансы водоподготовительных установок (теплоноситель – горячая вода)

Наименование	Существующее потребление, т/ч	Перспективное потребление, т/ч	Перспективное потребление (с учетом организации закрытой схемы ГВС), т/ч
ГВС потребителей	58,068	60,1	0
Подпитка тепловых сетей	5,83	5,9	7,741
Резерв ВПУ	236,102	234	27,259
Всего производительность ВПУ	63,898	66	7,741

Увеличение расхода воды на подпитку тепловых сетей (по сравнению с существующим состоянием) связано с подключением дополнительных потребителей тепловой энергии в виде горячей воды. Таким образом, увеличится объем тепловых сетей (и, следовательно, количество воды, теряемой с утечками теплоносителя) и количество воды, поступающее на нужды ГВС потребителей.

При условии полной модернизации систем ГВС на подпитку тепловых сетей потребуется около 7,741 т/ч воды. В связи с высоким сроком эксплуатации и существующих систем ВПУ и их высокой энергоемкости необходимо будет внедрять современные эффективные ВПУ. Внедряя ВПУ на все котельные, общая производительность ВПУ составит не более 35 т/ч, что будет вполне достаточно для системы теплоснабжения и составит около 71% резерва.

При этом организация закрытой схемы ГВС в перспективе может значительно улучшить качество теплофикационной воды, циркулирующей в тепловой сети.

6.1 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии

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

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

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (п.6.16) расчетный расход среднегодовой утечки воды, м3/ч для подпитки тепловых сетей следует принимать

0,25 % фактического объема

воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий.

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия муниципальных источников тепловой энергии городского поселения Слюдянка приведена в таблице 2.47.

Таблица 2.47 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях

№ пп	Наименование котельной	потери тепла нормативные, Гкал	нормативный расход топлива, т.н.т/Гкал	годовой расход топлива по норме, тнт
1	Центральная	14 488,41	0,33	25 695,55
2	Рудо	5 937,06	0,35	5 870,02
3	Перевал	7 612,91	0,34	8 748,30
4	Стройка	2 256,15	0,42	3 965,12
5	Дом ребенка	34,89	0,33	292,76
6	Собственная база	171,85	0,33	154,10
7	Ростелеком	54,93	0,32	126,55
8	СМП	1 708,95	0,41	2 264,04
9	Резерв	291,46	0,33	413,97
10	Сухой ручей	201,38		
	Итого	32 757,98	3,17	47 530,41

Глава 7 "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии"

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

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей к потребителям тепловой энергии, в том числе застройщиков 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 ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение к системе теплоснабжения осуществляется на основании договора, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам, и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению, и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

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. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по

развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в

федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

С потребителями, находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

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

Решения об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей на территории городского поселения Слюдянка, отсутствуют.

7.3. Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых

поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

До конца расчетного периода в городском поселении Слюдянка случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения, не ожидается.

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

Строительство источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок на расчетный период не планируется.

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

Реконструкция действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок на расчетный период не планируется.

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

Реконструкция котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных нагрузок на расчетный период не планируется.

7.7. Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Существующие и планируемые к застройке потребители вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей;
- малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч на Га);
- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе;
- использования тепловой энергии в технологических целях.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных

источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ №190 «О теплоснабжении» «Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии при наличии осуществлённого в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов». Следовательно, использование индивидуальных поквартирных источников тепловой энергии не ожидается в ближайшей перспективе.

Планируемые к строительству жилые дома могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления при условии получения технических условий от газоснабжающей организации.

7.8. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии на территории Слюдянского городского поселения отсутствуют. При имеющемся резерве тепловой мощности «Центральной» котельной, котельной «Рудо» и восстановления котлов котельной «Перевал» целесообразно внедрение противодавленческих турбин. Они устанавливаются в котельных с котлами ДКВр и ДЕ или другими, работают в схеме котельной вместо РУ (редукционного устройства) или параллельно с ним, на перепаде давлений насыщенного пара, идущего от котла на технологию и на отопление и горячее водоснабжение.

Применение противодавленческих паровых турбин в котельных с паровыми котлами – наиболее простой способ утилизации энергии парового потока для выработки электроэнергии или использования в качестве привода мощных сетевых насосов.

Применение противодавленческих паровых турбин в котельных с паровыми котлами – наиболее простой способ утилизации энергии парового потока для выработки электроэнергии. Это связано с тем, что насыщенный пар, вырабатываемый в котлах при давлении 0,6–1,4 МПа, бесполезно дросселируется до 0,12–0,5 МПа в редукционных устройствах.

Редуцирование пара через РУ – это прямые технологические потери (“–” на рис. 1). Если пропустить пар через турбину, то в технологическом процессе получим “+” (рис. 2).

Рис.1. Существующая схема паропровода

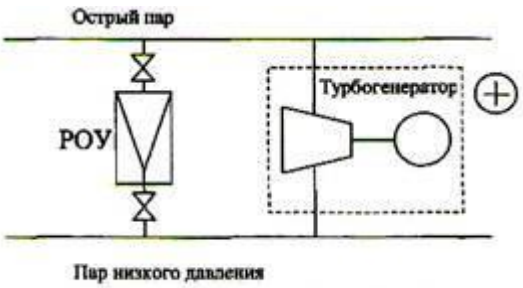


Рис.2. Предлагаемая схема паропровода

Перевод существующих промышленно-отопительных котельных в мини-ТЭЦ позволяет повысить рентабельность предприятий.

Для реализации цели предлагается внедрение современного парового привода мощностью от 20 – 700 кВт. Основные характеристики турбопривода:

1. Давление пара на входе в турбину – 5-60 кг/см^2;
2. Давление пара на выходе в турбину – 0,5-19 кг/см^2;
3. Температура пара на входе турбины – не более 250□С; 4. Номинальная частота вращения вала – 1500/3000 мин$^{-1}$.

Паровой привод устанавливается на существующий фундамент вместо электродвигателя. Паровой привод заказывается и проектируется на частоту вращения электропривода. Ориентировочный срок внедрения после подписания контракта от 6 до 10 месяцев.

7.9. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

Согласно Генеральному плану Слюдянского городского поселения, территория строительства малоэтажных и индивидуальных жилых домов не входит в границы радиуса эффективного теплоснабжения.

Индивидуальное теплоснабжение малоэтажных и индивидуальных жилых домов может быть организовано в зонах с тепловой нагрузкой менее 0,01 Гкал/ч на гектар.

Подключение таких потребителей к централизованному теплоснабжению неоправданно в виду значительных капитальных затрат на строительство тепловых сетей.

Плотность индивидуальной и малоэтажной застройки мала, что приводит к необходимости строительства тепловых сетей малых диаметров, но большой протяженности.

В настоящее время на рынке представлено значительное количество источников индивидуального теплоснабжения, работающих на различных видах топлива.

Настоящим проектом перевод существующих или оснащение перспективных потребителей индивидуальными источниками тепловой энергии не предусматриваются.

7.10. Предложения по строительству и реконструкции источников

Подходы к разработке стратегии количественного развития генерирующих мощностей изначально сформированы, исходя из данных проекта Генерального плана Слюдянского городского поселения, с учетом интенсивности строительства нового жилищного фонда, развития социальной инфраструктуры, конкретной ситуации, сложившейся в городском поселении с источниками теплоснабжения. При этом учитывались выявленные дефициты тепловой мощности.

С целью увеличения эффективности работы котельной «Стройка» и улучшения условий труда персонала предлагается выполнить реконструкцию котельной и предусмотреть следующие изменения в технологической цепочке (см.рис1):

замена трёх водогрейных КВм-1,16 с топками ТШПМ-1,45 на два котла КВм-2,5 с топками ТШПМ-2,5 на существующих площадях. Эта замена водогрейных котлов позволит:

увеличить мощность котельной;

обеспечить рабочее пространство для обслуживания котлов;

сохранить имеющейся линии шлакоудаления и газоходов;

устройство заглублённого приёмного бункера вместимостью 17 м3 совместно с дробилкой по измельчению угля. Это мероприятие позволит подавать в котлы уголь требуемой фракции 0-50 мм. В настоящее время фракция угля 0-300 мм и вся сортировка осуществляется вручную;

установка наклонного транспортировочного конвейера для подачи угля в бункера котлов. Механизированная доставка топлива в бункера котлов позволит уйти от большого объема ручного труда;

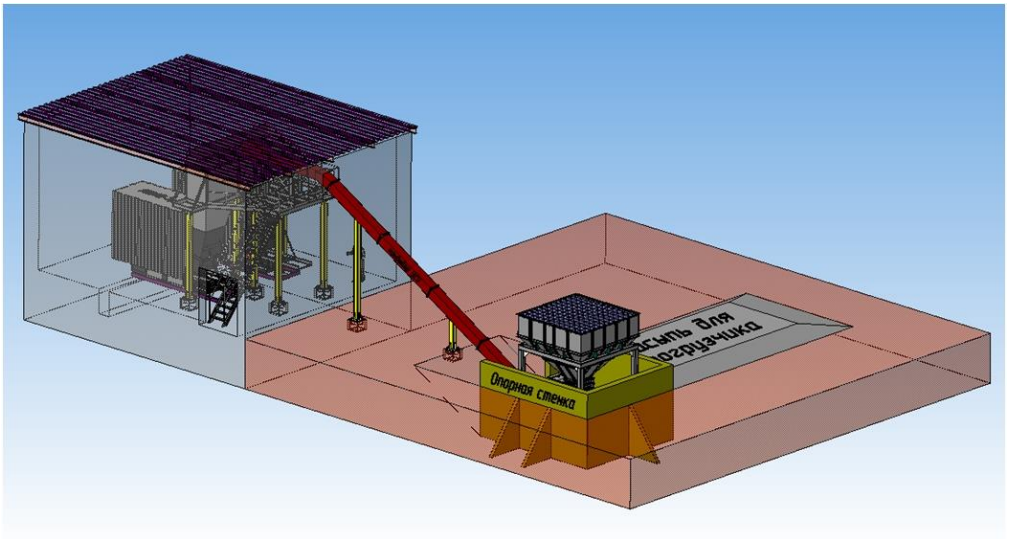
увеличение бункеров водогрейных котлов до общей вместимости 11 м^3, что позволит производить закачку угля в котлы 2-а раза в сутки.

устройство эстакады в котельной, для обслуживания транспортёра и эстакады;

перенос подающего и обратного трубопроводов, с увеличением диаметра к котловым ячейкам.

Выполнение этих работ позволит значительно улучшить качество теплоснабжения микрорайона «Стройка».

Часть мероприятий была выполнены в 2024 году. Модернизация данного теплоисточника будет продолжена.



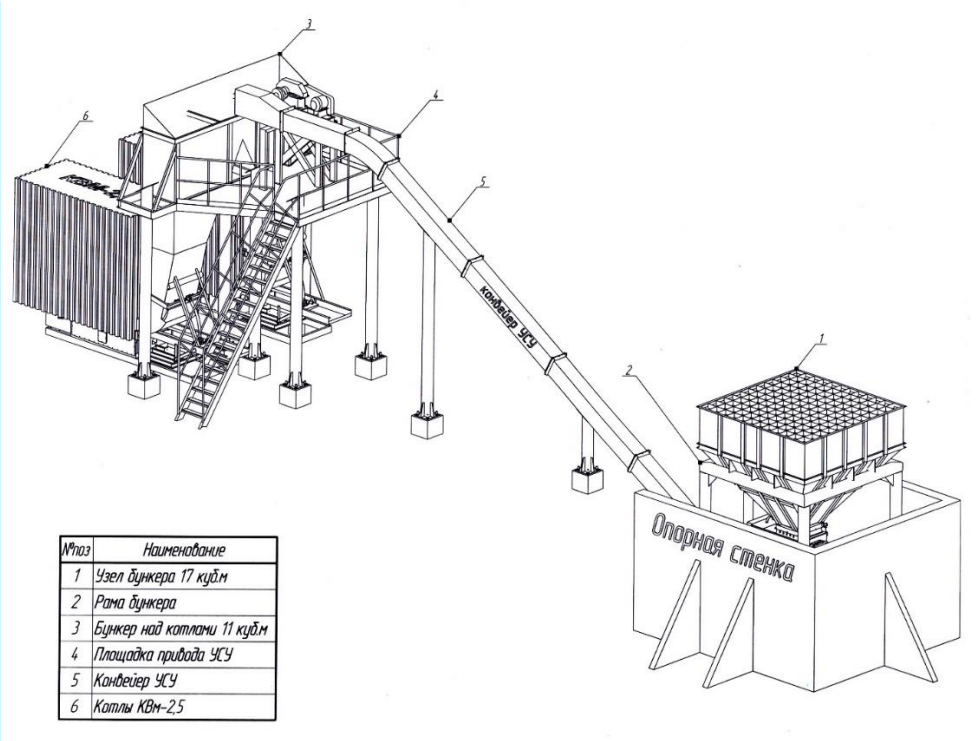


Рисунок 1

Спецификация на покупное оборудование

Котёл водогрейный КВм-2,5 (ЗИП, доставка)	*2*	*2 137 500*	*4 275 000*
Топка ТШПМ-2,5, (ЗИП, вентилятор)	*2*	*1 134 000*	*2 268 000*
Дробилка ВДП-15	*1*	*565 000*	*565 000*
Установка скребковая углеподачи УСУ (L-31,5)	*1*	*2 542 000*	*2 542 000*
		ИТОГО	***9 650 000***

Общий свод

Металлоизделия	***1 733 680***
Бетон	***200 000***
Оборудование	***9 650 000***

ИТОГО в рублях 11 583 680

7.10.1. Предложения по строительству новых источников тепловой энергии

Производственная мощность котлов котельных обеспечивает расчетное потребление тепловой энергии на отопление и ГВС потребителей городского поселения с открытой системой теплоснабжения.

Предлагается объединить теплоснабжение микрорайонов «Перевал» и «Стройка» за счет строительства новой Блок-модульной котельной на базе котельной «Стройка» мощностью 15 МВт.

На котельной «Рудо» все котлы со сверхнормативным сроком эксплуатации. В «Центральной» котельной 2 котла заменены и 2 котла со сверхнормативным сроком эксплуатации.

Необходимо провести модернизацию всех котельных с установкой современного энергоэффективного теплосилового оборудования с заменой котлов.

Для «Центральной» котельной достаточно замены одного котла, т.к. он обеспечит 50 % резерв от подключенной тепловой нагрузки в пиковые морозы.

В котельной «Сухой ручей» имеется незначительная нехватка тепловой мощности, которую компенсируют в пиковые морозы в жилом доме за счет бытовых обогревателей.

Распределение резерва тепловой мощности котельными приведено в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Резерв мощности котельных

№ пп	Котельная	Кол-во котлов	Вид установленных котлов	Установленная мощность Гкал/час	Максимальная присоединенная нагрузка, Гкал/час	Резерв мощности, Гкал/час
1.	Центральная котельная	3	паровые	57,40	29,60	27,80
2.	Рудо	3	паровые	15,21	6,79	8,43
3.	Перевал	3	паровые	11,19	11,27	-0,07
4.	Стройка	4	водогрейные	6,46	3,78	2,68
6.	СМП	2	водогрейные	3,52	2,00	1,52
7.	Дом ребенка	2	водогрейные	0,98	0,25	0,72
8	Резерв	2	водогрейные	1,20	0,47	0,73
9	Ростелеком	4	водогрейные	0,75	0,17	0,57
10	Собственная база	2	водогрейные	0,73	0,24	0,49
11	Сухой Ручей	1	эл.котел	0,10	0,12	-0,01
		26		97,54	54,69	42,85

Резерв тепловой мощности на Центральной котельной составляет 52,3 %, что позволяет использовать её как единый источник для Центрального микрорайона, микрорайона Рудо и Детского тубдиспансера. Котельную «Рудо» необходимо перевести в резерв на случай аварийных ситуаций на тепловой сети и Центральной котельной.

Суммарный резерв тепловой мощности по существующим теплоисточникам – 26,643 Гкал/ч или 32,75 %.

Прогнозируемый прирост тепловой мощности до 2028 года по г. Слюдянка составляет 1,3 Гкал/ч для котельной «Перевал», 0,6 для Гкал/ч – для котельной «Рудо» и 0,15 Гкал/час для «Центральной» котельной, для остальных котельных прирост не ожидается, возможно только перераспределение тепловых потоков в связи со сносом аварийного жилья и строительством нового.

Таким образом, принимая во внимание вышеизложенную информацию, можно сделать заключение, что строительство новых источников теплоснабжения в г. Слюдянка не требуется.

7.10.2. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии

При разработке Схемы был проведен анализ на эффективность источников теплоснабжения. Ниже представлены основные требования Федеральных законов, Постановлений Правительства и иных нормативных правовых актов по модернизации котельных:

- Определение радиуса эффективного теплоснабжения источника тепловой энергии.
- Закрытие неэффективных котельных с передачей тепловой нагрузки на современные модульные котельные или подсоединение к централизованному теплоснабжению от ТЭЦ.
- Обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения. Для чего:
  - А) Для отдельно стоящих котельных тепловой мощностью 3 МВт и выше при соответствующем технико-экономическом обосновании применять газопоршневые когенерационные установки для одновременной выработки тепловой (в объеме полного покрытия нагрузки ГВС) и электрической энергии. Остальная тепловая нагрузка покрывается дополнительными котлами.
  - Б) При модернизации котельных свыше 10 МВт рассматривать целесообразность

    надстройки котельных с превращением их в мини-ТЭЦ для покрытия собственных нужд и возможностью параллельной работы с сетью.

    В существующих котельных целесообразно проработать вопрос внедрения паротурбинных приводов для насосного оборудования.
- При значениях теплоплотности 0,13 МВт/га и выше (этажности 3 и выше) применять реконструированные системы централизованного теплоснабжения, которые по экономическим характеристикам выигрывают у систем индивидуального теплоснабжения при любых ценах на природный газ (при увеличении цены на газ эффективность СЦТ растет).
- При вводе в эксплуатацию вновь построенной модульной котельной,

взамен существующей на «старые» тепловые сети и внутридомовые системы – применять преимущественно двухконтурную схему отопления и ГВС. В качестве теплообменного оборудования в автономных котельных применять пластинчатые теплообменники. В автономных котельных должны применяться автоматизированные блочные станции водоподготовки.

Согласно имеющейся информации, часть котлов, установленных на котельных, имеют предельный возраст эксплуатации 20-40 лет. КПД котлов в соответствии с утвержденными нормативами колеблются от 60 до 70%, однако КПД некоторых котельных ниже 50%. У современных угольных котельных КПД достигает 84%. Таким образом, на ряде котельных существует необходимости в замене или капитальном ремонте котлов и доведения среднего КПД котельных до 80%.

Количество котлов, устанавливаемых в котельных, и их производительность определяются на основании технико-экономических расчетов. В котельных должна предусматриваться установка, состоящая из двух и более котлов, за исключением производственных котельных второй категории, в которых допускается установка одного котла.

В связи с высоким сроком эксплуатации котлов в котельных Ростелеком, Медрезерв и Собственная база необходима замена котлов. Но в связи с ограниченным финансированием предлагается на первом этапе при реконструкции котельных произвести замену одного из котлов с переводом старого котла в резерв. Для снижения эксплуатационных затрат необходимо внедрять котлы с автоматическим забросом угля без постоянного присутствия персонала на котельной. Кроме того, котлы с автоматическим забросом угля имеют высокую экологичность, которая обеспечивается максимально полным сжиганием угля за счет рациональной подачи воздуха, а также за счет дожигателя пыли и газов.

Котельную «Дом ребенка» перевести в резерв и эксплуатировать только в летний период. Для снижения эксплуатационных затрат в летний период предлагается установка электрокотла (бойлера).

На котельной «Рудо» все котлы со сверхнормативным сроком эксплуатации. В «Центральной» котельной 3 котла заменены и 1 котел – со сверхнормативным сроком эксплуатации.

Необходимо провести модернизацию котельных с установкой современного энергоэффективного теплосилового оборудования и заменой котлов.

Для «Центральной» котельной достаточно замены одного котла, т.к. он обеспечит 50 % резерв от подключенной тепловой нагрузки в пиковые морозы.

Как альтернативный вариант, котлы в Центральной котельной с высоким сроком эксплуатации перевести в водогрейный режим и эксплуатировать в пиковых режимах, это позволит продлить срок эксплуатации и снизить затраты на собственные нужды котельной.

Выполнить модернизацию котельной «Стройка» с установкой двух котловых ячеек КВм-2,5-95ШП мощностью 2,15 Гкал/час каждый с переоборудованием системы топливоподачи, автоматики, шлакозолоудаления, взамен установленных водогрейных котлов стац.№1 КВм -1,25, стац.№2 КВм-1,16, стац.№3 КВм-1,16.

Котельную «Рудо» целесообразно перевести в водогрейный режим, а в случае строительства теплотрассы от «Центральной» котельной перевести ее в резерв на случай аварийных ситуаций. Так же котельная «Рудо», переведенная в водогрейный режим, в случае аварии на «Центральной» котельной сможет обеспечить теплом центральную часть города, за исключением микрорайона «Прибрежный». Также в котельной «Рудо» необходимо произвести замену теплообменного оборудования и обеспечение резервирования его работы с учетом запуска в 2022 году новой школы №1 в микрорайоне «Рудо» и увеличения нагрузки около 2 Гкал/час.

На котельной «Перевал» необходимо заменить пароводяные теплообменные аппараты 4-ВП-2-200-0,6/1,4, на современные аналоги в связи с большим износом, заглушенностью более 50% трубных частей, повреждениями корпуса.

Комплектация предлагаемых котельных должна включать в себя:

- не менее двух котлов равной мощности, для обеспечения технического резерва. При установке более двух котлов рекомендуется установка одного котла, у которого загрузка при минимальных режимах работы котельной будет не менее 60%;
- насосное оборудование, так же с обеспечением технического резерва; - водоподготовительную установку;
- современную систему очистки дымовых газов;
- узлы учета потребляемого топлива, холодной воды, отпущенной тепловой энергии.

7.11. Радиус эффективного теплоснабжения

Радиус эффективного теплоснабжения – это 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.

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

В соответствии с Генеральным планом Слюдянского городского поселения предусмотрено увеличение радиусов действия существующих источников

теплоснабжения, предполагается присоединение котельных «Стройка» и «СМП» к котельной «Перевал». Однако если котельную «Стройка» возможно присоединить к мощностям котельной «Перевал» из-за небольшой удаленности отапливаемого микрорайона, то присоединение котельной «СМП» нецелесообразно из-за высоких тепловых потерь. Кроме того, для обеспечения отапливаемых зданий необходимым теплом потребуется увеличение магистрального трубопровода или повышение параметров теплоносителя в сети до 125°С. Кроме того, стоимость перекладки магистрального трубопровода от Котельной «Перевал» до «Нижнего» ЦТП в настоящее время составляет около 55-70 млн.рублей, что сопоставимо со строительством двух абсолютно новых энергоэффективных котельных – для района «СМП» и «Стройка»

В настоящее время Федеральный закон № 190 «О теплоснабжении» ввёл понятие «радиус эффективного теплоснабжения» без конкретной методики его расчёта.

Для выполнения расчёта воспользуемся статьёй Ю.В. Кожарина и Д.А. Волкова «К вопросу определения эффективного радиуса теплоснабжения», опубликованной в журнале «Новости теплоснабжения», №8, 2012 г.

По изложенной в статье методике для определения максимального радиуса подключения новых потребителей к существующей тепловой сети вначале для подключаемой нагрузки кгс/(м2*м) определяется при задаваемой величине удельного падения необходимый диаметр трубопровода. Далее давления 5 для этоготрубопровода определяются годовые тепловые потери. Принимается, что эффективность теплопровода с точки зрения тепловых потерь, равна величине 5% от годового отпуска тепла к подключаемому потребителю. Выполняется расчёт нормативных тепловых потерь трубопровода длиной 100м. По формуле (1) определяется радиус теплоснабжения.

$$L = 100 \times {}^{Q_{пот}}/_{Q100}$$

где: $Q_{пот}$ - тепловые потери подключаемого трубопровода (5% от годового отпуска тепла), Гкал/год;

$Q100$ - нормативные тепловые потери трубопровода, длиной 100 м.

В таблице 7.11 приведены расчеты по определению эффективного радиуса теплоснабжения для вновь присоединяемых потребителей.

Таблица 7.11 - Определение эффективного радиуса теплоснабжения

D, мм	G, т/ч	Q^{Dl}, Гкал/час	Q^{Di} V год; Гкал/год	Q^{Di} пот Гкал/год	Допустимая длина		
					Канальная прокладка	Бесканальная прокладка	Надземная прокладка
57x3,0	2,642	0,066	196,83	9,841	33,86	26,17	21,57
76x3,0	6,142	0,154	457,58	22,879	66,47	49,55	42,10
89x4,0	9,052	0,226	674,46	33,723	92,77	68,46	58,90
108x4,0	15,835	0,396	1179,81	58,990	149,61	108,56	95,45

133x4,0	28,596	0,715	2130,61	106,53	226,47	169,53	150,74
159x4,5	46,312	1,158	3450,58	172,53	349,89	242,66	227,46
219x6,0	108,36	2,709	8073,87	403,69	634,54	442,36	429,92
273x7,0	195,56	4,889	14570,36	728,52	942,33	662,29	651,04
325x8,0	311,13	7,778	23181,27	1159,06	1285,56	897,66	843,69
377x9,0	461,44	11,536	34380,59	1719,03	1635,15	1155,96	1068,58
426x9,0	645,69	16,142	48107,69	2405,38	2020,48	1426,34	1341,84

По данным таблицы 6.2 построены графики радиуса теплоснабжения для канальной, бесканальной и надземной прокладок на температурный график 95/70°С, позволяющие определить максимальное расстояние до вновь подключаемого абонента.

Результаты расчетов радиусов эффективного теплоснабжения основных теплогенерирующих источников Слюдянского городского поселения представлены в рисунках 6.1-6.4 и таблице 6.3.

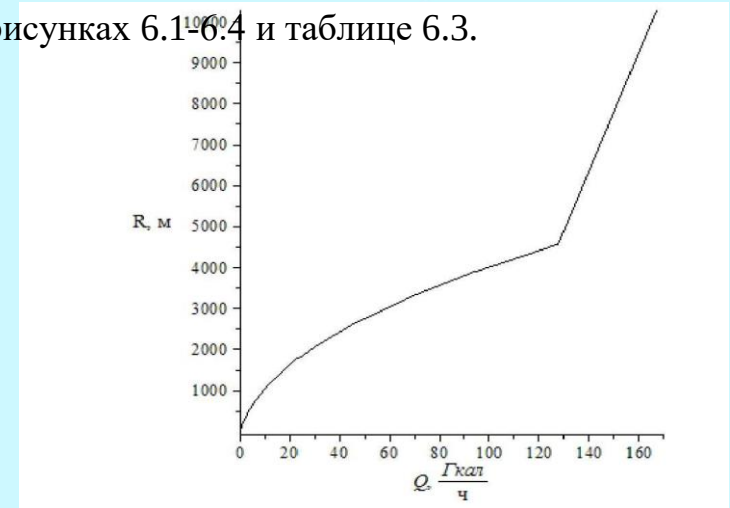


Рисунок 6.1 - График радиуса теплоснабжения для канальной прокладки

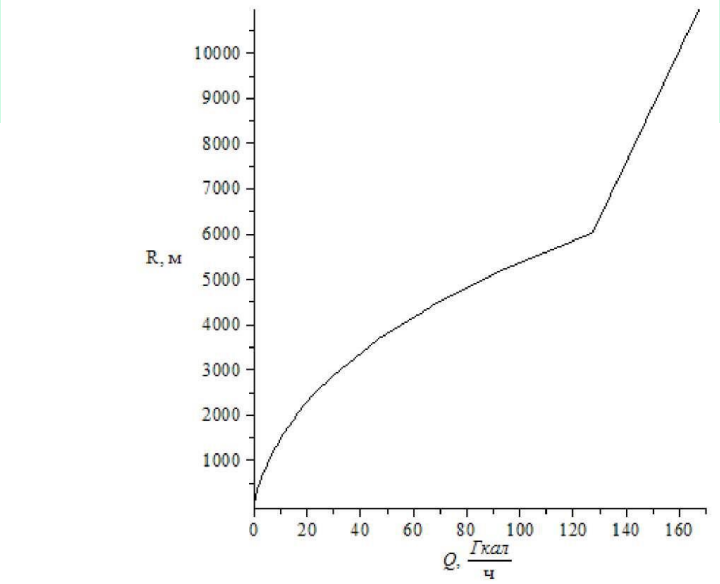


Рисунок 6.2 - График радиуса теплоснабжения для бесканальной прокладки

Рисунок 6.3 График радиуса теплоснабжения для надземной прокладки

Таблица 7.11 - Радиус эффективного теплоснабжения

Источник тепловой энергии	Расстояние от источника до наиболее отдаленного потребителя, км	Эффективный радиус теплоснабжения, км
Котельная «Центральная» Восточный луч Западный луч	2,2 2,0	**0,8** 2,1
Котельная «Рудо»	1,0	1,2
Котельная "Перевал"	4,0	**1,2**
Котельная «Стройка»	0,6	0,9
Котельная «Дом Ребенка»	0,06	0,15
Котельная "СМП"	0,6	0,6
Котельная «Ростелеком»	0,07	0,09
Котельная «Медрезерв»	0,4	**0,14**
Котельная «Сухой ручей»	0,06	0,06
Котельная «Собственная база»	0,1	0,14

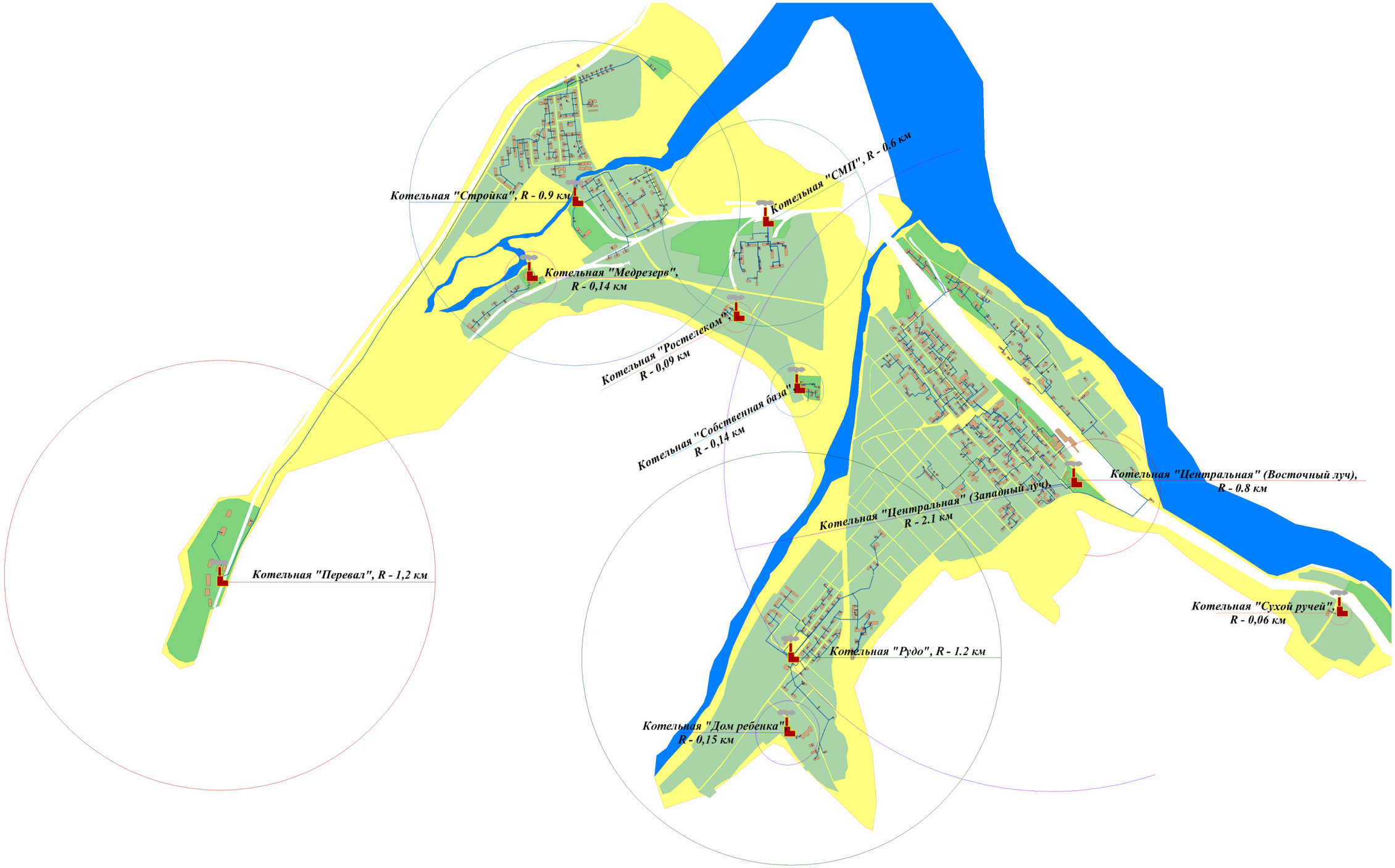


Рисунок 7.11 Радиус эффективного теплоснабжения котельных в г. Слюдянка

Существующая жилая и социально-административная застройка, подключенная к котельным, находится в пределах радиуса эффективного теплоснабжения, за исключением котельной «Перевал», «Медрезерв» и Восточный луч «Центральной» котельной.

Подключение новых потребителей проектируемого жилого квартала в микрорайоне «Рудоуправления» оправдано как с технической, так и с экономической точки зрения. В границах кварталов выявлены резервы тепловой мощности.

Подключение новых потребителей проектируемого жилого квартала в микрорайоне «Квартал» потребует восстановления проектной мощности котельной, изменения параметров тепловой сети в сторону повышения температуры теплоносителя.

Глава 8 "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей"

8.1. Общие положения

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них разрабатываются в соответствии с пунктом 4, 11 и 43 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 10 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

– обоснование предложений по новому строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки во вновь осваиваемых районах поселения под жилищную, комплексную или производственную застройку;

– обоснование предложений по новому строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения,

– в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим или ликвидации котельных;

– обоснование предложений по новому строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;

– обоснование предложений по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;

– обоснование предложений по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;

– обоснование предложений по новому строительству и реконструкции насосных станций.

Варианты развития системы теплоснабжения городского поселения подразумевают под собой следующие направления:

– проведение режимно-наладочных работ на тепловых сетях всех источников тепловой энергии с целью оптимизации гидравлического режима работы тепловых сетей;

– строительство и реконструкция тепловых сетей и сооружений на них в соответствии с вариантами, рассмотренными в пункте 7.5 главы 7 обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения;

– частичная перекладка трубопроводов тепловых сетей;

– реконструкция существующих тепловых пунктов с заменой кожухотрубных теплообменных аппаратов на разборные пластинчатые и установкой частотного регулирования на сетевые насосы открытых систем теплоснабжения.

8.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)

В настоящее время зоны с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии отсутствуют при условии восстановления работоспособности котельной «Перевал».

В настоящее время активно прорабатывается вопрос централизации теплоснабжения от имеющей значительный резерв мощности «Центральной» котельной с закрытием котельной «Рудо», но из-за удаленного нахождения потребителей перераспределение этого резерва не эффективно.

8.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку

Для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки Слюдянского городского поселения рекомендуется выполнить прокладку новых тепловых сетей от существующих магистральных трубопроводов.

При новом строительстве теплопроводов рекомендуется применять предизолированные трубопроводы в пенополиуретановой (ППУ) изоляции.

Величину диаметра трубопровода, точку подключения строящихся объектов необходимо определить в ходе наладочного гидравлического расчета по каждому случаю предполагаемого подключения исходя из информации о подключаемой нагрузке и месте расположения объектов строительства.

В п.2.2 главы 2 указаны объекты, строительство и подключение к тепловым сетям которых планируется в ближайшей перспективе.

Также планируется возобновление строительства детской школы искусств (2819 м^2) по ул. Парижской Коммуны между улицами Капотина и Васильева. Оптимальная точка подключения – существующая тепловая камера у дома № 40 по ул.Комсомольской. Диаметр тепловой сети перспективного участка – Ду 50 мм при тепловой нагрузке объекта 0,2 Гкал/час.

8.4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.

На территории Слюдянского городского поселения существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой

энергии в целях повышения надежности теплоснабжения потребителей. Так, возможно объединение котельных «Центральная» и «Рудо» в одну систему за счет строительства участка тепловой сети, соединяющего эти источники (рис. 7.1). При этом, котельная «Рудо», как резервный источник теплоснабжения, сможет покрывать только треть подключенной нагрузки котельной «Центральная».

Целесообразно выполнить подключение потребителей котельной «Дом ребенка» от котельной «Рудо». Котельную «Дом ребенка» законсервировать и использовать в начале-конце отопительного сезона для периодического протапливания и на случай аварийных ситуаций.

Также возможно подключение микрорайона «Стройка» от котельной «Перевал» при условии восстановления всех имеющихся котлов, т.е. увеличения мощности котельной до 13,5 Гкал/ч и перекладке тепловой сети от верхнего теплового пункта котельной «Перевал» до нижнего теплового пункта с увеличением диаметра трубопровода с Ду219 до Ду 350 мм. Котельная «Стройка» сможет обеспечить микрорайон «Квартал» теплоносителем с пониженными параметрами в случае возникновения аварийной ситуации на котельной «Перевал» или на тепловых сетях микрорайона «Квартал».

8.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения

На территории Слюдянского городского поселения есть необходимость в реконструкции существующих тепловых сетей. По основным котельным имеются сверхнормативные тепловые потери в тепловых сетях – более 20%. Для их реконструкции ежегодно требуется более 50 млн.рублей. Помимо планового ремонта необходимо проводить перекладку сетей в связи с изменением схем теплоснабжения, о которых описано ниже.

Сверхнормативные потери тепла в сетях обусловлены давним сроком прокладки сетей. Используемые теплоизоляционные материалы не соответствуют современным требованиям, кроме того, имеется большое число трубопроводов с поврежденной, ветхой изоляцией и выполненной с нарушением технологии монтажа.

Во исполнение Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности" обеспечение надежности теплоснабжения и сокращение потерь тепловой энергии при транспортировке предусматривается за счет применения предварительно изолированных в заводских условиях труб с пенополиуретановой (ППУ) или пенополимерминеральной (ППМ) тепловой изоляцией. Для сокращения времени устранения аварий на тепловых сетях и снижения выбросов теплоносителя в атмосферу и др. последствий, неразрывно связанных с авариями на теплопроводах, рекомендуется внедрять систему оперативно-дистанционного контроля (ОДК).

Тепловые сети от котельных «Центральная», «Рудо», «Дом ребенка»

В сентябре 2012 года был согласован акт прокладки тепловой сети, объединяющей котельные «Центральная» и «Рудо» в целях закрытия двух угольных котельных в микрорайоне «Рудо», и, как следствие, улучшения экологической ситуации на территории Слюдянского городского поселения, а также повышения качества предоставляемых населению Слюдянского муниципального образования услуг по теплоснабжению. Межведомственной комиссией было принято решение об объединении котельной «Центральная» и котельной «Рудо» г. Слюдянки путем создания единого теплоисточника на базе котельной «Центральная» производительностью 57,4 Гкал/час. Предполагается вывод из эксплуатации котельных «Дом ребенка» г. Слюдянки.

Прокладка теплотрассы планируется от котельной «Центральная» по ул. Горная до пересечения с ул. Васильева, пересекая федеральную трассу М-55 в районе школы №8 по ул. Ленина, 119. Далее по ул. Васильева до пересечения с ул. Ленинградская, вдоль ул. Ленинградская до котельной «ЦРБ», от котельной «ЦРБ» через р. Улунтуй воздушным переходом на ул. Школьная с выходом на ул. Полевая до котельной «Рудо». Также предусматривается строительство 3

новых тепловых пунктов на базе котельных: «Центральная», «ЦРБ», «Рудо».

Приведенный в главе 6 расчет «радиуса эффективного теплоснабжения» показал, что теплотрасса от котельной «Центральная» до котельной «Рудо» имеет предельное расстояние эффективного радиуса. Кроме того, потребуется дополнительное строительство насосной станции из-за сложного рельефа местности. Закрытие котельной «Рудо» или перевод её в резерв на случай аварийных ситуаций с «Центральной» котельной позволит сократить затраты энергоснабжающей организации на фонд оплаты труда. При этом бюджету города потребуется дополнительные затраты для выплат Центру занятости населения после сокращения работников.

По предварительным оценкам стоимость строительства теплотрассы сопоставима со стоимостью строительства новой современной котельной.

В целях сокращения затрат при строительстве, т.е. снижения необходимого диаметра магистрального трубопровода, рекомендуется повышение параметров теплоносителя от котельной «Центральная» температурный график - 130/70 °С.

Предварительная схема трассировки тепловой сети представлена на рисунке 8.1.

Рисунок 7.1. Трассировка тепловой сети от «Центральной» котельной к котельной «Рудо»

В декабре 2013 года Федеральным государственным бюджетным учреждением науки «Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева» Сибирского отделения РАН были разработаны и представлены варианты объединения систем теплоснабжения.

При разработке вариантов объединения систем теплоснабжения котельных «Центральная» и «Рудо» использовалось две основных концепции. Первая предусматривает использование существующей структуры тепловых сетей с проведением необходимых перекладок участков трубопроводов и переподключением потребителей. Вторая предусматривает сооружение отдельной магистральной сети, соединяющей теплоисточники, с использованием повышенных температурных графиков.

Вариант 1

Проанализировав существующую схему тепловых сетей, были выбраны самые ближние точки, между которыми возможно проложить участок теплосети, объединяющий системы. Такой участок может быть проложен по улице Слюдянских красногвардейцев, от точки №122 центрального контура до северной части теплосети котельной «Рудо» (точка №1185′). Для выбора необходимых диаметров трубопроводов и схем переподключения потребителей была проведена серия вариантных гидравлических расчетов.

Расчеты производились для существующего температурного графика 95/70°*C* Центрального контура Центральной котельной при следующих условиях:

- учитывались отметки высоты;
- расходы воды на участках тепловой сети принимались расчетными;
- для всех участков потери давления в местных сопротивлениях и компенсаторах учитывались коэффициентом 1,2;
- давление в обратном трубопроводе по каждому контуру в котельной и ЦТП принято равным фактическому, определенному по манометру на обратной линии.

Главным заключением, сделанным по результатам гидравлических расчетов, является необходимость при реализации Варианта 1 сооружения подкачивающей насосной станции для луча тепловой сети, идущего к потребителям котельной РУДО.

Насосная должна располагаться после (южнее) потребителя ул. Слюдянских красногвардейцев 35, например, в узле №10.

Вариант 1 предусматривает следующие изменения в схеме тепловых сетей:

- на участке теплосети от узла 75 (ул. Бабушкина, 8) до узла 89 заменить 152 м имеющиеся трубы диаметром 219 мм на трубы 325 мм;
- на участке теплосети от узла 89 до узла 111 заменить 270 м имеющиеся трубы диаметром 159 мм на трубы 325 мм;
- на участке теплосети от узла 111 до узла 118 заменить 97 м имеющиеся трубы диаметром 159 мм на трубы 273 мм;
- на участке теплосети от узла 118 до узла 122 заменить 116 м имеющиеся

трубы диаметром 108 мм на трубы 273 мм;

- проложить новый участок сети протяженностью 573 м от узла 122 до узла 1185′, трубами диаметром 273 мм;
- на участке теплосети от узла 1185′ до узла 8′ заменить 284 м имеющиеся трубы диаметром 108 мм на трубы 273 мм;
- на участке теплосети от узла 8′ до узла 5′ заменить 94 м имеющиеся трубы диаметром 108 мм на трубы 219 мм;
- переключить потребителей расположенных по нечетной стороне улицы Слюдянских красногвардейцев, участком протяженностью 26 м от узла 6′ до узла 67′, трубами диаметром 108 мм;
- переключить потребителей расположенных на улице Горняцкой и по четной стороне улицы Слюдянских красногвардейцев, участком протяженностью 26 м от узла 6′ до узла 56′, трубами диаметром 159 мм;
- на участке теплосети от узла 56′ до узла 54′ заменить 37 м имеющиеся трубы диаметром 89 мм на трубы 108 мм;
- переключить потребителей расположенных на улицах Школьная и Гранитная, для этого на участке теплосети от узла 8′ до узла 34′′ заменить 141 м имеющиеся трубы диаметром 108 мм на трубы 219 мм;
- потребители, расположенные на улицах Шахтерская и Парижской коммуны, подключаются через узел в котельной РУДО.

Общая протяженность перекладываемых и новых участков составит 1,9 *км* в двухтрубном исполнении.

Расход теплоносителя в сети центрального контура с присоединенными потребителями котельной РУДО составит 516 *м³/ч*. Для новых условий был определен располагаемый напор на входе в сеть – 37 *м вод. ст.*, напор выбирался для обеспечения приемлемого располагаемого напора у дальних потребителей, расположенных до насосной станции. С присоединением потребителей котельной РУДО к тепловой сети Центральной котельной, самым удаленным потребителем, с наименьшим располагаемым напором, является трехэтажный дом, расположенный на улице Парижской коммуны, 80. Для обеспечения минимального необходимого значения располагаемого напора у новых потребителей, в насосной нужно повысить давление в подающей магистрали на 19 *м вод. ст.*, при расчетном расходе 173 *м³/ч*.

Вариант 2

Вариант 2 предусматривает сооружение отдельной магистральной теплосети для подключения потребителей котельной РУДО к Центральной котельной. Теплосеть напрямую соединит котельные РУДО и Центральную, такое решение позволит использовать повышенный температурный график, это сократит материальные и эксплуатационные затраты. Котельная РУДО переоборудуется в ЦТП с теплообменным и насосным оборудованием. Отпуск тепловой

энергии потребителям будет осуществляться по имеющейся распределительной сети, при этом будет возможность вернуться к проектному температурному графику потребителей 95/70°С.

Для выбора температурного графика и необходимого диаметра трубопроводов была проведена серия вариантных гидравлических расчетов.

Гидравлические расчеты производились для температурных графиков 150/70, 130/70, 115/70 и 95/70°С. Сравнение подвариантов проводилось по диаметру и напорам в котельной. При всех рассматриваемых температурных графиках необходимо поддерживать давление в обратной магистрали котельной не ниже 60 м вод. ст. Эта величина обусловлена сложным рельефом (Центральная котельная расположена на 47 м ниже котельной РУДО) и позволяет избежать “завоздушивания” теплосети.

Вариант с температурным графиком 95/70°С уступает графикам с высокими температурами теплоносителя, из-за необходимости использовать трубы большего диаметра. Варианты с температурными графиками 150/70 и 115/70°С уступают графику 130/70°С из-за необходимости обеспечения больших давлений в подающей магистрали. В первом случае это связано с предотвращением закипания теплоносителя, во втором с компенсацией гидравлических потерь, вызванных большим расходом теплоносителя. Поэтому для реализации Варианта 2 был выбран температурный график 130/70°С.

По результатам гидравлического расчета магистральной тепловой сети был определен располагаемый напор на входе в сеть – 45 м вод. ст., необходимый для обеспечения приемлемого располагаемого напора в ЦТП котельной РУДО.

Располагаемый напор в котельной РУДО – 5,7 м вод. ст., длина тепловой сети от Центральной котельной до ЦТП в котельной РУДО – 2,3 км. Давление в обратном трубопроводе котельной было принято равным – 60 м вод. ст., давление в подающем трубопроводе котельной получилось равным – 105 м вод. ст.

В Варианте 2 предусмотрен перевод потребителей котельной РУДО с температурного графика 75/60°С на 95/70°С. Расчетный расход воды в теплосети при расчетном температурном графике отпуска тепла 95/70 °С составляет: Центральный контур – 116 $м^3/ч$, контур ЦБ – 77 $м^3/ч$.

Центральный контур

По результатам вариантных гидравлических расчетов тепловой сети центрального контура был определен располагаемый напор на входе в сеть – 17 м вод. ст., необходимый для обеспечения приемлемого располагаемого напора у дальних потребителей. Такими потребителями оказались жилые дома, расположенные на улице Горняцкой, 5 и Парижской коммуны 80, имеющие располагаемые напоры 4,6 м вод. ст. и 5,9 м вод. ст., соответственно. Длина тепловой сети от теплоисточника до жилых домов – 600 м. Давление в обратном трубопроводе ЦТП было принято равным – 20 м вод. ст. Давление в подающем

трубопроводе ЦТП получилось равным – 37 м вод. ст. По сравнению с существующим режимом, при температурном графике 95/70 °С располагаемый напор на 22 м вод. ст. ниже, это позволит сократить число аварий теплосети и расходы электроэнергии, затрачиваемой на транспортировку тепла.

Контур ЦБ

По результатам вариантных гидравлических расчетов тепловой сети восточного контура был определен располагаемый напор на входе в сеть – 24 м вод. ст., необходимый для обеспечения приемлемого располагаемого напора у дальнего потребителя. Таким потребителем оказался четырехэтажный жилой дом, расположенный на улице Гранитная,9 имеющий располагаемый напор равный 5.3 м вод. ст., длина тепловой сети от теплоисточника до здания – 930 м.

Давление в обратном трубопроводе ЦТП было принято равным – 20 м вод. ст., давление в подающем трубопроводе котельной получилось равным – 44 м вод. ст. По сравнению с существующим режимом, при температурном графике 95/70°С располагаемый напор на 32 м вод. ст. ниже, это позволит сократить число аварий теплосети и расходы электроэнергии, затрачиваемой на транспортировку тепла.

Технико-экономические показатели вариантов

Сравнения технико-экономических показателей вариантов развития системы теплоснабжения Слюдянки производилось без учета коэффициентов индексации.

Стоимость оборудования, материалов и ресурсов принята в ценах 2013 г.

Для сопоставления двух предлагаемых вариантов произведена оценка технико-экономических показателей базового варианта. Базовым будет являться вариант, предусматривающий сохранение существующей схемы теплоснабжения, но для обеспечения принципа сопоставимости вариантов в нем заложены мероприятия, необходимые для повышения эффективности производства тепловой энергии котельными Центральная и РУДО.

Таблица 8.1 – Сравнение вариантов

Вариант	базовый	1	2
Капиталовложения, *тыс. рублей*	67 700	83 300	81 400
Экономический эффект, *тыс. рублей*	13 797	22 995	23 107
Срок окупаемости, *лет*	4,9	3,6	3,5

Результаты сравнения показывают, что варианты с объединением систем вполне рациональны и имеют небольшой срок окупаемости. Экономические показатели вариантов объединения оказались близкими, поэтому для выбора между ними следует рассмотреть технические особенности с выделением отличительных преимуществ и недостатков.

В варианте 1 прокладка новых участков минимальна, большинство

изменений структуры сети связано с перекладкой имеющихся участков, это обстоятельство имеет как преимущества так недостатки. Преимущество заключается в замене старых труб на новые, а недостатком будет необходимость проведения работ в жилых районах города. Главным недостатком варианта 1 является прямое объединение сети котельной РУДО с центральным контуром Центральной котельной, что повлечет за собой изменение установившегося гидравлического режима, а для создания необходимого располагаемого напора в конце магистрали в головной части придется держать высокое давление. Объединенной сети потребуется проведение работ по ее наладке и регулировке.

Достоинства:

- Замена ветхих трубопроводов на новые.

Недостатки:

- Повышение уровня давлений в Центральном контуре, что снижает надёжность работы сетей.
- Изменение сложившегося гидравлического режима работы тепловых сетей
- Центрального контура котельной «Центральная» и тепловых сетей котельной РУДО.
- Большая вероятность невозможности доставить необходимое количество тепла до потребителей котельной РУДО при подключении через существующие значительно разрегулированные сети Центрального контура котельной «Центральная».

Главным преимуществом варианта 2 является гидравлическая независимость имеющихся сетей Центральной котельной и присоединенной сети котельной РУДО.

Такое условие исключает нарушения гидравлического режима центрального контура Центральной котельной. Кроме этого эксплуатация магистральной тепловой сети при сложном рельефе обеспечивает дополнительную надежность теплоснабжения присоединяемых потребителей.

Достоинства:

- Сохранение неизменным гидравлического режима работы тепловых сетей котельной «Центральная».
- Возможность использования повышенного температурного графика при транспорте тепла от котельной «Центральная» до котельной РУДО.
- Возможность настройки гидравлического режима работы перемычки и сетей котельной РУДО, не изменяя режим сетей котельной «Центральная».
- Отсутствие возможностей для возникновения проблем с доставкой тепла до потребителей котельной РУДО.

Недостатки:

- Не обновляются трубопроводы тепловых сетей котельной «Центральная» при объединении систем.

Таким образом, Федеральным государственным бюджетным учреждением

науки «Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева» Сибирского отделения РАН было предложено два варианта объединения систем теплоснабжения, они сравнивались с базовым вариантом (предусматривающим отдельную работу котельных). Срок окупаемости вариантов объединения составил 3,6-3,5 года, базовый вариант – 4,9 года. Варианты описаны выше.

Из двух вариантов объединения из соображений надежности теплоснабжения и простоты эксплуатации предпочтительнее вариант 2 с магистральной теплосетью.

Капиталовложения, необходимые для строительства магистральной сети и ЦТП, оцениваются в 25,4 млн. рублей. Суммарные затраты для реализации варианта 2 составляют **81 млн. рублей**.

Полная реализация проекта займет около 3 лет с этапами:

- строительство тепловой сети и ЦТП на базе котельной «Рудо»; - реконструкция одного котла;
- реконструкция второго котла.

В связи со строительством и вводом в эксплуатацию нового жилого комплекса в 2014 г. начале 2015 г. необходима перекладка тепловой сети для обеспечения этого объекта теплоносителем необходимых параметров для качественной работы ИТП. В целях комплексного подхода целесообразно провести изменение схемы теплоснабжения жилых домов по ул. Парижской Коммуны – 80, 82, 84, 86, ул. Горняцкая 22. Схема трассировки представлена на рисунке 7.2.

Рисунок 7.2 Трассировка тепловой сети от котельной «Рудо» к 3-этажным жилым домам

В радиусе действия тепловых сетей котельной «Рудо» расположен Детский туберкулёзный диспансер, который отапливается от собственной котельной. Для оптимизации работы имеющихся тепловых сетей необходимо закрытие неэффективной котельной «Дом ребенка» и присоединение потребителей к тепловой сети котельной «Рудо» (схема представлена на рисунке 7.3). Стоимость проекта присоединения тепловой сети диаметром Dy=50 мм и длиной 100 м составит около 500 тыс.руб., экономический эффект достигнет за счет сокращение расходов на оплату труда кочегаров, которая составляет около 700 тыс.руб. в год.

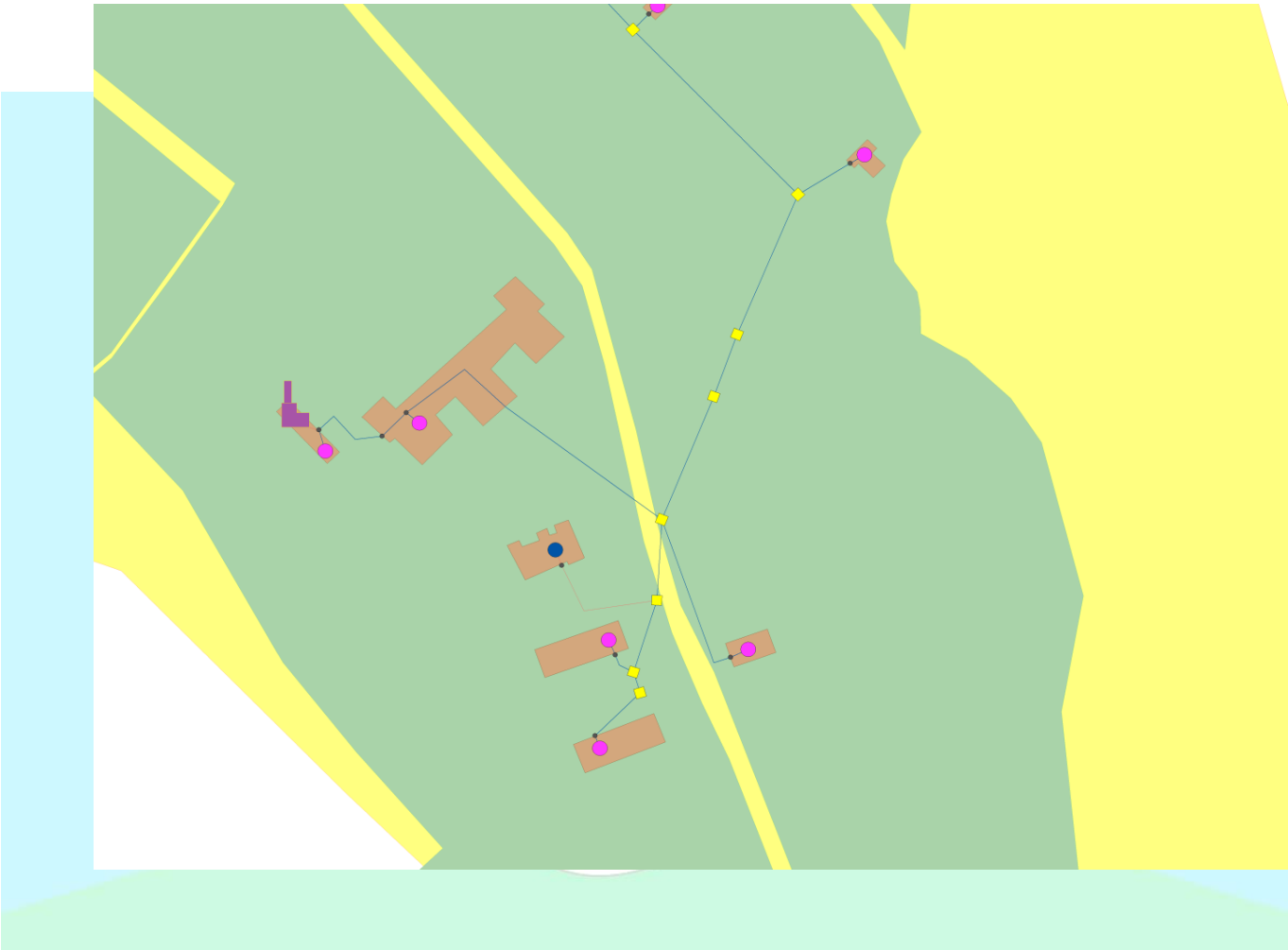


Рисунок 7.3 Трассировки тепловой сети котельной «Рудо» к Дому ребенка

Для обеспечения горячим водоснабжением по закрытой схеме поэтапно провести реконструкцию тепловых сетей для двух- и одноэтажных домов, в первый год реконструировать сеть для домов по ул. Школьная, во второй год по ул. Слюдянских Красногвардейцев, в третий год по ул. Шахтерская.

В центральной части города требуется реконструкция ветхих тепловых сетей по ул. Бабушкина для этого целесообразно оптимизировать тепловую сеть и переключить потребителей домов по ул. Железнодорожная,15 и №№1а,2а, 1, 3 по ул. Бабушкиной в соответствии с рисунком 7.4.

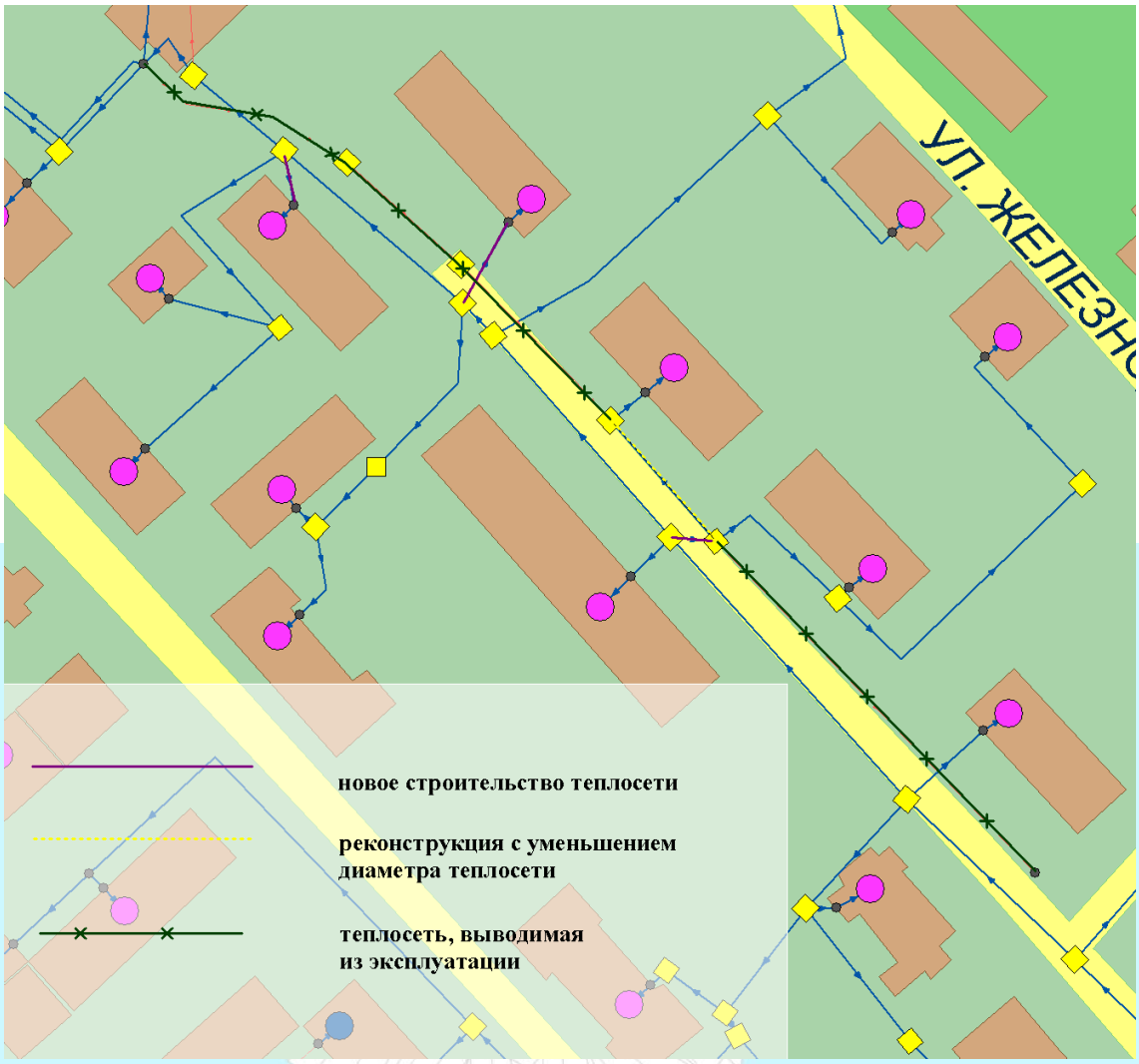


Рисунок 7.4 Переключение потребителей «Центральной» котельной

Строительство тепловой сети в Центральном микрорайоне для Детской школы искусств и детского сада на 120 мест.

Существует 2 варианта прокладки тепловой сети к Детской школе искусств:

- от тепловой камеры на пересечении улиц Комсомольская и Слюдянских Красногвардейцев, длина данного участка составит 515 п.м, диаметром Dy=50 мм, схема подключения приведена на рисунке 7.5.

Рисунок 7.5 Подключение детской школы искусств и детского сада на 120 мест 515 п.м

- от тепловой камеры напротив домов №№ 40 и 41 по улиц Комсомольская, длина данного участка составит 415 п.м., диаметром Dy=50 мм, схема подключения приведена на рисунке 7.6.

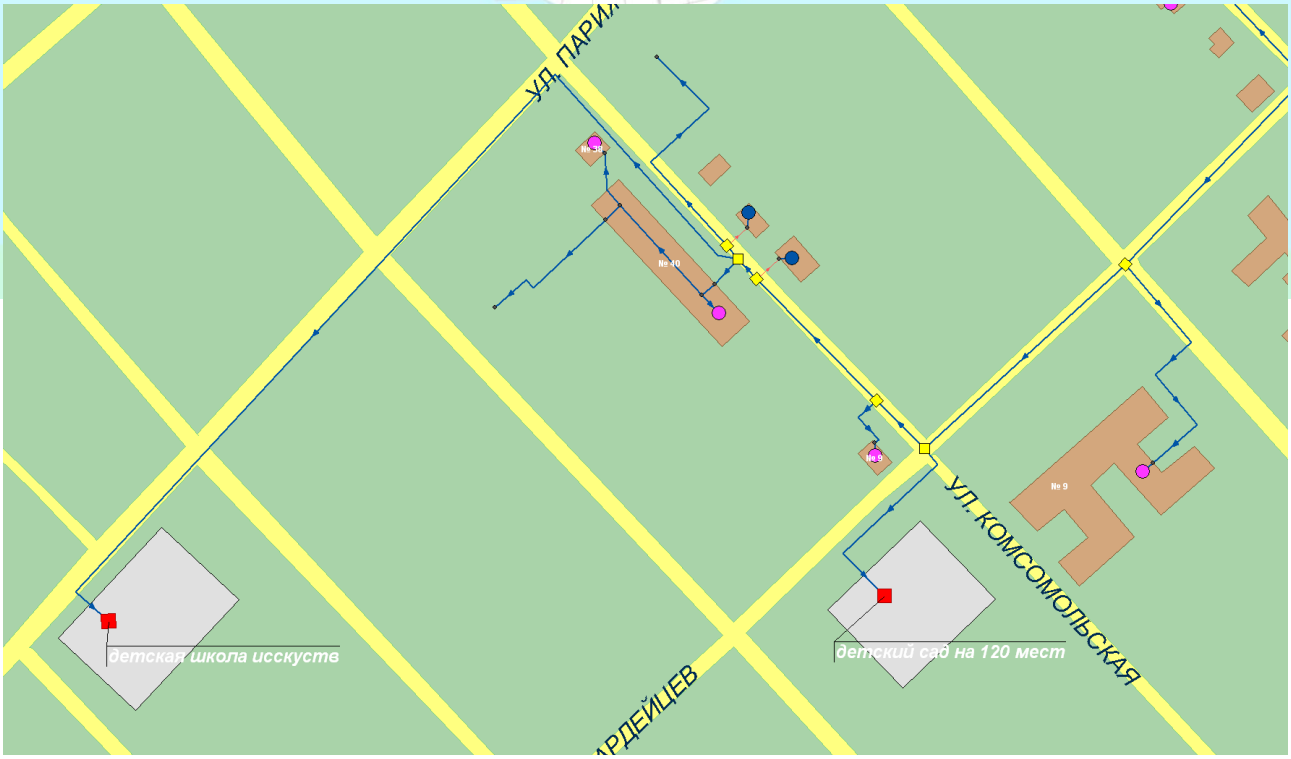


Рисунок 7.6 Подключение детской школы искусств и детского сада на 120 мест 415

п.м

Разница в расстоянии составляет 100 п.м, что в стоимостном выражении около 500 тыс.руб. однако у застройщика могут возникнуть проблемы со строительством на более главной улице (ул. Парижской Коммуны), более благоустроена и транспортнозагружена.

Стоимость строительства участка тепловой к Детской школе искусств и детскому саду составляет

- первый вариант около 3 млн.руб;
- второй вариант 2.5 млн.руб.

При планировании бюджета принимаем строительство по 2 варианту.

Для поэтапного осуществления предложенных вариантов развития микрорайонов «Центральный» и «Рудо» предлагается последовательность выполнения работ:

1. Перекладка тепловой сети до жилых домов по ул. Парижской Коммуны– 80, 82, 84, 86, ул. Горняцкая 22 с расчетными параметрами 130/70 °С, диаметры и длины участков которых составят 970 п.м.
2. Монтаж ИТП в жилых домах по ул. Парижской Коммуны, 80, 82, 84, 86, ул. Горняцкая 22, 7 шт.
3. Строительство тепловой сети для Детского дома Dy=50 мм и длиной 100 м.
4. Строительство тепловой сети в Центральном микрорайоне в обход ЦТП 20 п.м.
5. Переключение потребителей домов по ул. Железнодорожная,15 и №№1а,2а, 1, 3 по ул. Бабушкиной – длина реконструируемых участков – 70 м
6. Строительство тепловой сети в Центральном микрорайоне для школы искусств и детского сада на 120 мест длинной 415 п.м и 85 п.м диаметром Dy=50 мм.
7. Строительство тепловой сети от котельной "Центральная" до котельной "Рудо" 2.3 км
8. Реконструкция ЦТП на базе котельной ЦРБ с прокладкой четырехтрубной тепловой

сети к ранее отапливаемым от этой котельной домов, с перспективой подключения новой школы и нового детского сада, а также подключение жилых домов по ул. Слюдянских Красногвардейцев 35, по ул. Лени Полуяхтова 18, Военкомата и Художественной школы.

9. Реконструкция тепловой сети до домов по ул. Шахтерская 20, 22
10. Установка ЦТП для домов по ул. Шахтерская 20, 22 и детского дома с прокладкой четырехтрубной сети, в частных домах установка квартирных тепловых пунктов.
11. Установка ИТП и КТП для жилых домов района "Центральной" котельной
12. Теплоизоляция магистрального трубопровода «Восточный луч» 1,5 км

Тепловые сети котельных «Перевал» и «Стройка»

В ходе проведения обследования систем теплоснабжения микрорайонов «Квартал» и «Стройка» г. Слюдянка были выявлены следующие особенности, которые повлияют на дальнейшее развитие и структуру системы теплоснабжения данных микрорайонов:

1. В микрорайоне «Перевал» выполнено строительство нового жилого комплекса, в связи с чем увеличилась подключенная нагрузка на систему теплоснабжения.
2. Для нужд горячего водоснабжения данных районов используется открытая схема теплоснабжения. В соответствии с п.10 ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» не допускается использование открытых систем теплоснабжения для нужд горячего водоснабжения с 1 января 2022 года, 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.
4. Котельная «Перевал» оснащена 3 паровыми котлами марки КЕ 6,5-14, из которых только один допущен к эксплуатации. В связи с этим общая установленная мощность котельной составляет 11,193 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 11,267 Гкал/час, включая потери в сетях 1,1 Гкал/час в среднем за сезон. В котельной наблюдается катастрофическая нехватка тепловой мощности.
5. Общая установленная мощность котельной «Стройка» составляет 6,46 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 3,7 Гкал/час. Котельная загружена в полном объеме и, в случае выхода из строя одного из котлов в пиковые морозы, образуется дефицит тепловой энергии.

Учитывая вышеприведённые особенности, были разработаны два варианта развития системы теплоснабжения микрорайонов «Квартал» и «Стройка» г. Слюдянка.

<u>Вариант 1</u>

Строительство на базе котельной «Стройка» новой блочно-модульной котельной мощностью 15 МВт, которая обеспечит тепловой энергией микрорайоны «Квартал» и «Стройка» к 2021 г. Предварительная схема трассировки тепловой сети представлена на рисунке 7.7.

Рисунок 7.7 Предварительная схема трассировки тепловой сети от БМК «Стройка»

Строительство новой котельной позволит:

- обновить парк котельного и вспомогательного оборудования;
- повысить эффективность выработки тепловой энергии (КПД котельной);
- обеспечить качество отпускаемой тепловой энергии и теплоносителя;
- сократить тепловые потери на участке 3,2 км магистрального

трубопровода от котельной «Перевал» до «Нижнего теплового пункта»;

- стабилизировать гидравлические режимы тепловой сети.

Для реализации этого проекта необходимо помимо строительства котельной с расчетными параметрами115/70 °, прокладка тепловой сети в микрорайон «Квартал» и оптимизация тепловой сети микрорайона «Стройка».

Для улучшения гидравлического режима работы системы теплоснабжения и организации закрытой схемы теплоснабжения микрорайона «Стройка» необходимо:

1. Вывести из эксплуатации участок тепловой сети от жилого дома №1А по ул.Ленина в сторону жилого дома №3 по ул. Вербная;
2. Произвести подключение жилых домов №№1А, 1Б, 1В, 3, 3В, 3Г по ул. Ленина от тепловой камеры ТК-5 путем прокладки тепловой сети до ТК-31 Dy=100 мм 100 п.м. и дальнейшим уменьшением диаметра тепловой сети от ТК-29 до ввода в дом 1А по ул. Ленина с Dy=150 мм на Dy=80 мм 181 п.м;
3. При проведении капитального ремонта на участке от котельной до ТК-4 произвести замену трубопроводов с одновременным уменьшением диаметра с Dy=200 мм до 175 мм 419 п.м;
4. Для теплоснабжения двухэтажных жилых домов №№1, 2, 3 по ул. Вербная и №№16А, 16Б, 18 по ул. Ленина установить центральный тепловой пункт с прокладкой 4-х трубной сети 400 п.м;
5. Установить ЦТП в подвале дома №3 или №9 по ул. Заречная, для осуществления горячего водоснабжения этих домов и частного сектора по ул. Энтузиастов;
6. Установить в домах №№1А, 1Б, 1В, 3, 3В, 3Г, 22, 24по ул. Ленина ИТП;
7. Установить ЦТП на жилые дома по ул. Менделеева, 21, 24, 26 с прокладкой 4-х трубной сети 275 п.м.

Для теплоснабжения микрорайона «Перевал» необходимо:

1. Произвести прокладку тепловой сети от котельной «Стройка» до магистрального трубопровода «котельная «Перевал» – «Нижний тепловой пункт»» через тепловую камеру между домами №№20, 24 по ул. Амбулаторная длиной 680 п.м Dy=250 мм с расчетными параметрами теплоносителя 115/70 ° (участок в сторону котельной «Перевал» перекрывается). В связи с тем, что часть нового участка тепловой сети проходит через жилой район, прокладку необходимо произвести в непроходных каналах (около 350 п.м.), остальную часть участка (около 330 п.м) целесообразно выполнить надземной прокладкой.
2. Подключить от данного участка школу №2 и детский сад с установкой в школе ИТП. До школы проложить двухтрубную тепловую сеть длиной 65 п.м Dy=65 мм, от магистрального трубопровода, до детского сада проложить четырехтрубную тепловую сеть длиной 100 п.м $Dy^{от}$=80 мм и $Dy^{ГВС}$=32 мм;

3. От «Нижнего теплового пункта» осуществить перекладку головных участков с уменьшением диаметров с 350 мм до 200 мм длиной 50 п.м. и с Dy=300 мм на Dy=150 мм 300 п.м.

<u>Вариант 2</u>

В целях повышения надежности теплоснабжения микрорайона «Стройка» и бесперебойного обеспечения тепловой энергией объектов социальной сферы микрорайона «Квартал» (школа №2 и детский сад) предлагается в соответствии с предварительной схемой трассировки тепловой сети, представленной на рисунке 7.8.:

1. Строительство соединительного трубопровода от магистральной тепловой сети котельной «Перевал» до котельной «Стройка». Т.е. прокладка тепловой сети от магистрального трубопровода к тепловой камере между домами №№20, 24 по ул. Амбулаторная, далее к дому №22, далее вдоль улицы Куприна к школе №2, далее до котельной «Стройка». Протяженность тепловой сети составит 680 п.м, диаметром 250 мм, при расчетной температуре теплоносителя 115/70 °С. В связи с тем, что часть участка тепловой сети проходит через жилой район, прокладку необходимо произвести в непроходных каналах (около 350 п.м). Остальную часть участка целесообразно выполнить надземной.

2. На участке вдоль школы №2 сделать ответвление от ближайшей тепловой камеры для теплоснабжения школы и детского сада с установкой ИТП в школе.

3. Увеличить диаметр магистрального трубопровода от котельной «Перевал» до ответвления на ТК между домами №№20, 24 по ул. Амбулаторная с Dy=200 мм до 350 мм, в связи с увеличением подключенной тепловой нагрузки.

4. Модернизация котельной «Перевал» с увеличением располагаемой мощности до проектной установленной мощности путем капитального ремонта не работающих котлов или установки новых аналогичной мощности.

5. На базе котельной «Стройка» установить повысительную насосную станцию, в связи со сложным гидравлическим режимом обратного трубопровода тепловой сети.

Рисунок 7.8 Трассировка тепловой сети от котельной «Перевал» к котельной «Стройка»

Стоимость проектов оценивается только по строительству и замене ветхого оборудования на новое в соответствии со среднерыночными ценами производителей и монтажных организаций.

Для варианта 1 необходимо строительство новой блок-модульной котельной мощностью 15 МВт. Стоимость строительства новой блок-модульной котельной оценивается в 60 млн. руб..

Для варианта 2 необходима реконструкция ветхого магистрального трубопровода длиной 3,2 км с увеличением диаметра с Dy=200 мм до 350 мм и модернизация котельной «Перевал с увеличением располагаемой мощности до проектной установленной мощности путем капитального ремонта не работающих

котлов или установки новых аналогичной мощности. Минимальная стоимость реконструкции 3,2 км тепловой сети оценивается в 64 млн.руб., а модернизация (восстановление) котельной в 20 млн. руб. Кроме того, имеются сложности с эксплуатацией магистрального трубопровода в связи с большим перепадом высот между котельной и жилым кварталом. При этом после реконструкции тепловой сети тепловые потери снизятся не более чем на 150 Гкал в год, что в стоимостном выражении около 270 тыс.руб. При полном отключении трубопровода тепловые потери снизятся более чем на 1800 Гкал в год, что в стоимостном выражении более 3 млн. руб. Следует учесть, что при закрытии одной из котельных сократятся расходы на оплату труда обслуживающего персонала, при строительстве новой котельной сократятся затраты на «вялотекущее латание дыр» старых котельных.

На основании вышеизложенного при равных финансовых затратах целесообразно внедрение совершенно новой блок-модульной котельной на площадке котельной «Стройка».

Для поэтапного осуществления предложенных вариантов развития микрорайонов «Квартал» и «Стройка» предлагается последовательность выполнения работ:

1. Проложить тепловую сеть от магистрального трубопровода котельной «Перевал» через ТК между домами №№20, 24 по ул. Амбулаторная диаметром Dy=200 мм (при варианте 1) или Dy=250 мм (при варианте 2) длиной 130 п.м с перспективой врезки в существующую квартальную сеть и осуществить подключение новых жилых домов через ИТП.

2. На физкультурно-оздоровительный комплекс от Нижнего теплового пункта подключить двухтрубную тепловую сеть с параметрами 115/70 °С, где через ИТП будет распределение на отопление, вентиляцию и ГВС.

3. Осуществить монтаж ИТП в жилых домах в первую очередь по ул. Амбулаторная – 20, 22, 24, 26, 28, ул. Некрасова 49 , во вторую очередь по ул. Амбулаторная 6, 8а, 10а, 12, 14, 16, 18, с подключением теплоносителя от ТК между домами №№20, 24 по ул. Амбулаторная, с отключением участка тепловой сети от ТК между домами №№3А и 8 по ул. Амбулаторная.

4. Переложить головные участки тепловой сети от Нижнего теплового пункта Dy= 350 мм на 200 мм длиной 50 п.м. и с Dy=300 мм на Dy=150 мм 300 п.м

5. Строительство БМК 15МВт.

6. Проложить тепловую сеть от котельной «Стройка» до ТК между домами №20, 24 по ул. Амбулаторная длиной 550 п.м Dy=250 мм

7. Реконструкция Нижнего теплового пункта с переводом на четырехтрубную систему теплоснабжения микрорайон «Квартал».

8. Участок от домов 19 и 22 по ул. Перевальская до очистных сооружений выполнить в двухтрубном исполнении только для нужд отопления, в связи с низкой подключенной нагрузкой ГВС. На очистных сооружениях для нужд ГВС

целесообразно использовать электроводонагреватели.

Тепловые сети котельной «СМП»

Система теплоснабжения микрорайона четырехтрубная, которую целесообразно реконструировать в соответствии с планом капитального ремонта тепловых сетей с учетом требуемых диаметров тепловой сети на ГВС. В настоящее время диаметр тепловой сети на ГВС завышен, а для обеспечения оптимальных гидравлических режимов при реконструкции произвести расчет обратного трубопровода тепловой сети на ГВС.

Тепловые сети котельных «Резерв», «Ростелеком» и «Собственная база»

Система теплоснабжения котельных «Резерв», «Ростелеком» и «Собственная база» целесообразно реконструировать на закрытую схему после капитального ремонта котельных или их модернизации.

Для котельной «Ростелеком» произвести прокладку четырехтрубной тепловой сети с установкой ЦТП В котельной.

Для котельной «Резерв» произвести прокладку двухтрубной тепловой сети с установкой 3 ИТП в многоквартирных домах и 6 квартирных тепловых пункта ввиду малой подключенной нагрузки и большой протяженности сетей.

Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения

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

- с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;
- с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

На основании анализа существующей системы теплоснабжения разработчиком Схемы теплоснабжения Слюдянского городского поселения до 2028 года предлагаются следующие варианты организации закрытой схемы горячего водоснабжения потребителей:

1) Организация центрального регулирования параметров отпускаемой тепловой энергии от котельных на базе установленной бойлерной;

2) Увеличение температуры отпускаемого теплоносителя с котельной 115-

70°С, минимум 95-70°С;

3) Применение квартальных тепловых пунктов (далее по тексту - КТП) на территории города и строительство сетей ГВС из неметаллических материалов;

4) Применение пластинчатых теплообменных аппаратов на ГВС в ИТП.

При организации закрытой схемы теплоснабжения путем установки КТП или ЦТП на базе бойлерной изменятся количество, протяженность и диаметры теплопроводов. Наиболее рациональным решением в данной ситуации является постепенная реконструкция схем теплоснабжения с прокладкой новых трубопроводов с учетом изменившихся геометрических характеристик теплосетей. Самым надежным методом перекладки трубопроводов, имеющих канальный способ прокладки, является перекладка имеющихся трубопроводов на трубопроводы в ППУ-изоляции с уменьшением диаметров на отопление и прокладкой трубопроводов на ГВС, выполненных из неметаллических материалов, в существующих каналах.

При переходе на закрытую схему теплоснабжения необходимо просчитывать каждый объект индивидуально. Трех-четырехэтажные здания смело можно оборудовать ИТП на каждое здание, однако если они стоят друг от друга на незначительном расстоянии (где стоимость прокладки тепловой сети меньше стоимости ИТП), то имеет смысл устанавливать ЦТП на группу зданий.

Укрупненные затраты на организацию закрытой системы ГВС Центрального района составляют 75 млн.рублей.

Глава 10 "Перспективные топливные балансы"

В связи с тем, что до 2028 г. ожидается подключение перспективных потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения от котельной «Перевал», следует ожидать также прироста потребления топлива на источнике тепловой энергии. Рассматриваемые потребители имеют относительно малые подключенные нагрузки, следовательно, в ближайшей перспективе следует ожидать прирост потребления топлива основным теплогенерирующем оборудованием котельной «Перевал». Величина прироста потребления оценивается не более 5-8% от существующего, но ввиду высокого износа тепловых сетей и имеющихся планов по их реконструкции, потребление тепловой энергии сократится за счет снижения тепловых потерь в тепловых сетях.

Глава 11 "Оценка надежности теплоснабжения"

11.1 Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения

Тепловые сети городского поселения Слюдянка состоят из не резервируемых участков. В соответствии со СНиП 41-02-2003 минимально допустимые показатели вероятности безотказной
работы следует принимать (пункт «6.26») для:
- источника теплоты Рит = 0,97;
- тепловых сетей Ртс = 0,9;
- потребителя теплоты Рпт = 0,99;
- системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) в целом Рсцт = 0,9×0,97×0,99 = 0,86.

Расчет вероятности безотказной работы тепловых сетей выполнен в соответствии с алгоритмом Приложения 9 Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения. Интенсивность отказов каждой тепловой сети (без резервирования) принята зависимостью от срока ее эксплуатации (рисунок 2.7).

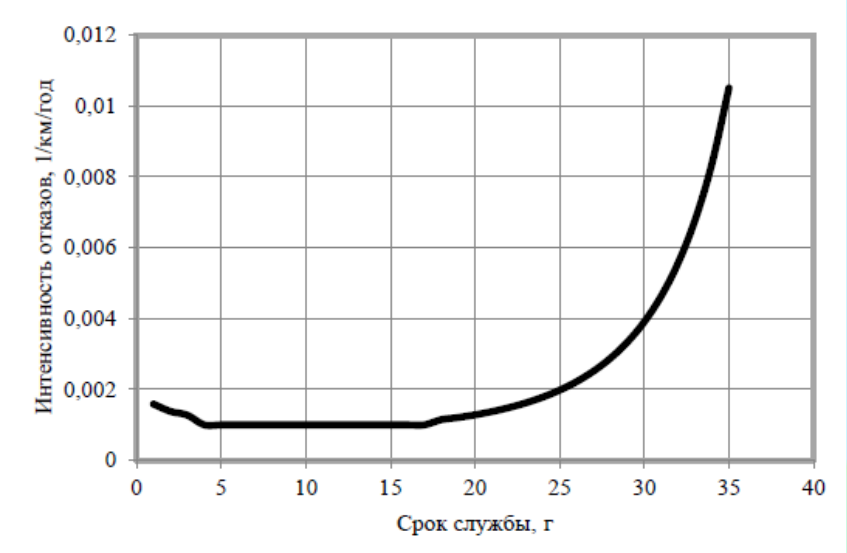


Рисунок 2.7 – Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети.

Для описания параметрической зависимости интенсивности отказов использована зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкая по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0(0.1\cdot\tau)_{\alpha-1}$$

где τ – срок эксплуатации участка, лет.

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

Для распределения Вейбулла использованы следующие эмпирические коэффициенты α:

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

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

$0{,}5\times\exp(\tau/20)$ – средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет.

Общая протяженность тепловой сети г.п. Слюдянка составляет 52,911 км.

Расчет показателей надежности системы теплоснабжения Слюдянского городского поселения основывается на Методических указаниях по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения.

Настоящие Методические указания по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения, разработаны в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 34, ст. 4734).

Методические указания содержат методики расчета показателей надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов, в документе приведены практические рекомендации по классификации систем теплоснабжения поселений, городских округов по условиям обеспечения надежности на:

- высоконадежные;
- надежные;
- малонадежные;
- ненадежные.

Методические указания предназначены для использования инженерно-техническими работниками теплоэнергетических предприятий, персоналом органов государственного энергетического надзора и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации при проведении оценки надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов.

Надежность системы теплоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией в течение заданного периода, недопущение опасных для людей и окружающей среды ситуаций.

Показатели надежности системы теплоснабжения подразделяются на:

- показатели, характеризующие надежность электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие надежность водоснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие надежность топливоснабжения источников

тепловой энергии;

- показатели, характеризующие соответствие тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей;
- показатели, характеризующие уровень резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети;
- показатели, характеризующие уровень технического состояния тепловых сетей;
- показатели, характеризующие интенсивность отказов тепловых сетей;
- показатели, характеризующие аварийный недоотпуск тепловой энергии потребителям;
- показатели, характеризующие количество жалоб потребителей тепловой энергии на нарушение качества теплоснабжения.

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

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов $n_{от}$ – 1/год и относительный аварийный недоотпуск тепловой энергии $Q_{ав}/Q_{расч.}$, где $Q_{ав}$ – аварийный недоотпуск тепловой энергии за год Гкал, $Q_{расч}$ – расчетный отпуск тепловой энергии 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.

Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Ниже приведена оценка показателей надежности для двух систем теплоснабжения Слюдянского городского поселения

<u>Показатель надежности электроснабжения источников тепла</u> ($К_Э$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

• при наличии резервного электроснабжения $К_Э$ = 1,0;

• при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0 - $К_Э$ = 0,8;

5,0 – 20 - $К_Э$ = 0,7;

свыше 20 - $К_Э$ = 0,6.

Показатель надежности водоснабжения источников тепла ($К_в$) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

• при наличии резервного водоснабжения $К_В$ = 1,0;

• при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0 - $К_В$ = 0,8;

5,0 – 20 - $К_В$ = 0,7;

свыше 20 - $К_В$ = 0,6.

Показатель надежности топливоснабжения источников тепла ($К_т$) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

• при наличии резервного топлива $К_Т$ = 1,0;

• при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч: до 5,0 - $К_Т$ = 1,0;

5,0 – 20 - $К_Т$ = 0,7;

свыше 20 - $К_Т$ = 0,5.

Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей ($К_б$).

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%): до 10 - $К_б$ = 1,0;

10 – 20 - $К_б$ = 0,8;

20 – 30 - $К_б$ - 0,6;

свыше 30 - $К_б$ = 0,3.

Показатель уровня резервирования ($К_р$) источников тепла и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

90 – 100 - $К_р$ = 1,0; 70 – 90 - $К_р$ = 0,7;

50 – 70 - $К_р$ = 0,5;

30 – 50 - $К_р$ = 0,3;

менее 30 - $К_р$ = 0,2.

Показатель технического состояния тепловых сетей ($К_с$), характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

до 10 - $К_с$ = 1,0;

10 – 20 - $К_с$ = 0,8; 20 – 30 - $К_с$ = 0,6;

свыше 30 - $К_с$ = 0,5.

Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ($К_{отк}$), характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года

$И_{отк} = n_{отк}/(3*S)$ [1/(км*год)],

где $n_{отк}$ - количество отказов за последние три года;

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

В зависимости от интенсивности отказов ($И_{отк}$) определяется показатель надежности ($К_{отк}$)

до 0,5 - $К_{отк}$ = 1,0; 0,5

- 0,8 - $К_{отк}$ = 0,8; 0,8 -

1,2 - $К_{отк}$ = 0,6;

свыше 1,2 - $К_{отк}$ = 0,5;

Показатель относительного недоотпуска тепла ($К_{нед}$) в результате аварий и инцидентов определяется по формуле:

$Q_{нед} = Q_{ав}/Q_{факт}*100$ [%]

где $Q_{ав}$ – аварийный недоотпуск тепла за последние 3 года;

$Q_{факт}$ – фактический отпуск тепла системой теплоснабжения за последние три года.

В зависимости от величины недоотпуска тепла ($Q_{нед}$) определяется показатель надежности ($К_{нед}$)

до 0,1 - $К_{нед}$ = 1,0; 0,1

- 0,3 - $К_{нед}$ = 0,8; 0,3 -

0,5 - $К_{нед}$ = 0,6;

свыше 0,5 - $К_{нед}$ = 0,5.

Показатель качества теплоснабжения ($К_ж$), характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$Ж = Д_{жал}/ Д_{сумм}*100$ [%]

где $Д_{сумм}$ - количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;

$Д_{жал}$ - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности ($К_ж$)

до 0,2 - $К_ж$ = 1,0;

0,2 – 0,5 - $К_ж$ = 0,8;

0,5 – 0,8 - $К_ж$ = 0,6;

свыше 0,8 - $К_ж$ = 0,4.

Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ($К_{над}$)

определяется как средний по частным показателям $К_э$, $К_в$, $К_т$, $К_б$, $К_р$ и $К_с$:

$$К_{над} = (К_э+К_в+ К_т+К_б+К_р +К_с+К_{отк}+К_{над} +К_ж)/n$$

, где *n* - число показателей, учтенных в числителе.

<u>Общий показатель надежности систем теплоснабжения городского поселения</u> (при наличии нескольких систем теплоснабжения) определяется: теплоснабжения;

Q1, Qn – расчетные тепловые нагрузки потребителей отдельных систем теплоснабжения.

<u>Оценка надежности систем теплоснабжения</u> сведена в таблицу 9.1, в которой показаны каждые показатели и общий показатель надежности систем теплоснабжения городского поселения.

Таблица 9.1 - Оценка надежности систем теплоснабжения

Параметр	Центральная	Рудо	Перевал	Стройка	СМП	Дом ребенка	Мед. резерв	Рос. телеком	Собственная база	Сухой ручей
Q_n	27,40	5,507	7,540	3,462	2,013	0,247	0,349	0,176	0,208	0,118
$К_э$	1	1	1	1	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
$К_в$	1	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
$К_т$	0,5	0,7	0,7	1	1	1	1	1	1	1
$К_б$	1	1	0,3	1	1	1	1	1	1	1
$К_р$	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
$К_с$	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
$К_{отк}$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	0,8	0,8	1	1
$К_{над}$	0,8	0,8	0,6	0,8	0,8	1	1	1	1	1
$К_ж$	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
$К_{над}$	0,71	0,70	0,61	0,74	0,74	0,79	0,77	0,77	0,79	0,79
$К^{сист}_{над}$	**0,70**									

В зависимости от полученных показателей надежности системы теплоснабжения с точки зрения надежности могут быть оценены как:

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

Системы теплоснабжения Слюдянского городского поселения в целом относятся к категории малонадежных. Системы теплоснабжения от маломощных котельных оцениваются как надежные в виду малой протяженности тепловых сетей и небольшого количества подключенных потребителей.

Для более точного определения и дальнейшего поддержания показателей надежности в пределах допустимого рекомендуется:

1) Правильное и своевременное заполнение журналов, предписанных ПТЭ, а именно:

а) оперативного журнала;

б) журнала обходов тепловых сетей;

в) журнала учета работ по нарядам и распоряжениям;

г) заявок потребителей.

2) Своевременное проведение ремонтов (плановых, по заявкам и пр.) основного и вспомогательного оборудования, а также тепловых сетей и оборудования на тепловых сетях.

3) Своевременная замена изношенных участков тепловых сетей и оборудования.

4) Проведение мероприятий по устранению затопления каналов, тепловых камер и подвалов домов.

5) Установка перемычек между Восточным и Западным лучами тепловой сети Центральной котельной в микрорайоне Прибрежный.

Глава 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию"

Реконструкция и строительство новых источников теплоснабжения

В Главе 8 описаны основные предложения по строительству новых источников теплоснабжения и реконструкции имеющихся.

Прокладка тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей

В главе 8 представлена предполагаемая трассировка тепловых сетей к перспективным потребителям. Суммарные затраты оценены на основании конструкторского расчета перспективной схемы теплоснабжения. По результатам расчетов объем инвестиций для прокладки тепловой сети к перспективным потребителям должен составлять около **15 млн.руб.** Дальнейшее уточнение финансовых потребностей на реализацию мероприятия определяется при проектных расчетах.

Определение требуемых инвестиций для подключения потребителей в период с 2019 по 2028 г.г. (II, III этапы) возможно ориентировочно, исходя из информации о нагрузках перспективных объектов и месте их размещения в соответствии с генеральным планом. Тип прокладки в пределах населенного пункта принимаем канальный – в непроходных железобетонных каналах. Ориентировочная протяженность сетей составит 1200 м, объем инвестиций составит около **5 - 8 млн.руб.**

Реконструкция тепловых сетей

Удельные затраты на реконструкцию тепловых сетей в среднем по России для различных диаметров приведены в таблице 10.1 и на рисунке 10.1.

Таблица 10.1 - Средние удельные затраты на реконструкцию тепловых сетей

Условный диаметр, Dy	Стоимость перекладки тепловых сетей, тыс. руб./п.м. (с учетом НДС)	
	Надземная	Канальная без замены лотков
500	34,6	58,5
400	30	47,1
350	25	42
300	20	37,3
250	15	35,5
200	12	27,2
150	10	25,5
100	8	19,4
80	6	18,4
70	5	17
50 и менее	4	15

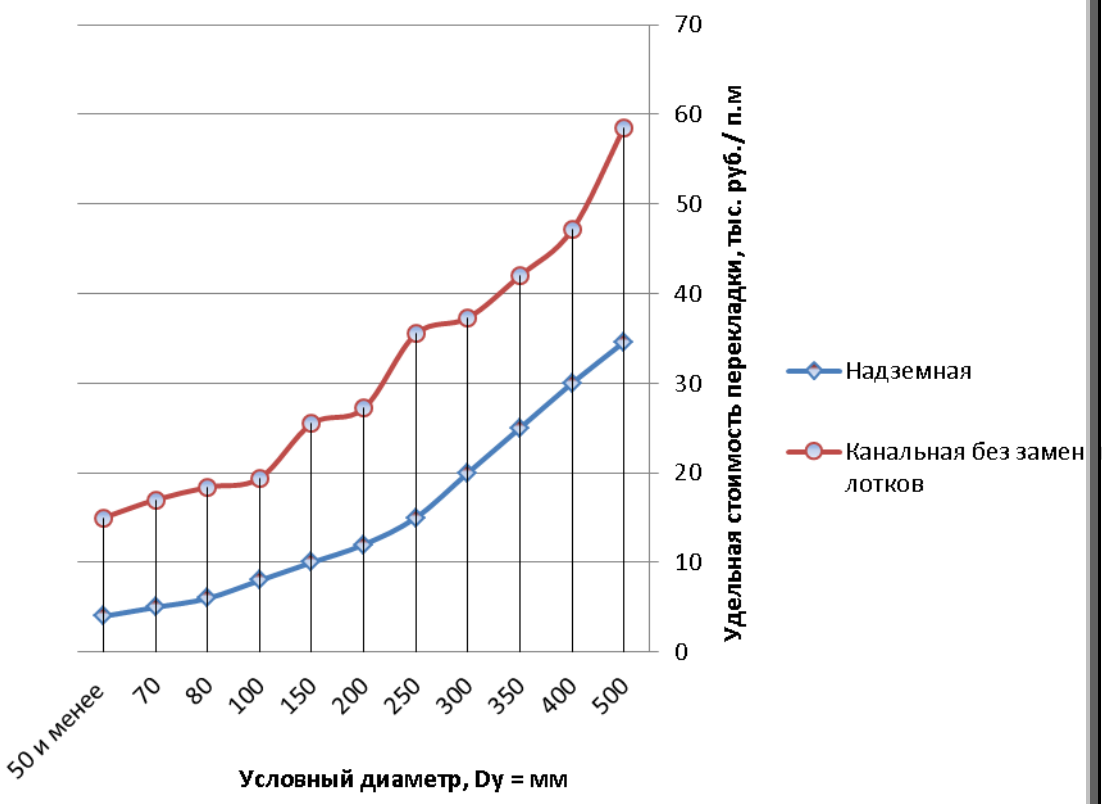


Рисунок 10.1 - Средние удельные затраты на реконструкцию тепловых сетей

Результаты расчета суммарной протяженности тепловых сетей, подлежащих перекладке в связи с превышением нормативного срока эксплуатации трубопроводов, приведены в таблицах 10.2.

Таблица 10.2 – Требуемые затраты на реконструкцию тепловых сетей

Условный диаметр, Dy	Стоимость перекладки, тыс. руб.	
	Канальная прокладка	Надземная прокладка
25	8872,5	
32	8235	
40	13179	
50	96054	
65	22710,3	
80	42771,6	
100	135865,96	
125	7370	
150	181978,2	
200	125394,72	40800
250	58468,5	
350	40513,2	
400	15448,8	
	756 861,78	40 800,0

В связи с высокой степенью износа тепловых сетей, трубопроводы должны быть заменены, однако, принимая во внимание протяженность тепловых сетей и стоимость их замены, реалистичный срок замены до 2028 года.

Таким образом, суммарная стоимость реконструкции тепловых сетей на территории Слюдянского городского поселения составит **756,9 млн. руб.**, при этом средние ежегодные капитальные вложения на замену тепловых сетей, начиная с 2019 года, должны составлять **по 50 млн. руб.**

С целью снижения затрат на реконструкцию тепловых сетей необходимо переводить источники тепловой энергии на более высокие температурные графики.

Закрытая система горячего водоснабжения

Как описано выше, с целью улучшения качества и надежности теплоснабжения потребителей необходимо производить реконструкцию тепловых сетей. Однако, в связи с обязательными требованиями реконструкции системы теплоснабжения путем организации закрытой схемы горячего водоснабжения до 2022 года, первоочередная необходимость обновления теплосетей отпадает. Дело в том, что организация закрытой схемы теплоснабжения посредством строительства КТП или реконструкции ЦТП подразумевает реконструкцию значительной доли распределительных и внутриквартальных сетей. При переводе на зарытую схему горячего водоснабжения замена магистральных тепловых сетей имеет ограниченную необходимость.

В главе 8 представлены основные варианты организации закрытой схемы ГВС. Каждый из вариантов имеет свои достоинства и недостатки. Из имеющегося опыта следует отметить, что вариант №3 (реконструкция ИТП зданий) является наименее затратным. Однако, при таком варианте имеют место наибольшие финансовые затраты на эксплуатацию ИТП. Для предварительной оценки предлагается выбор варианта №3 ввиду наименьших финансовых потребностей.

Организация закрытой системы горячего водоснабжения потребителей от котельных «Центральная», «СМП», «Стройка», «Перевал», «Рудо» потребует реконструкции имеющихся ИТП. В ИТП планируется установить пластинчатые теплообменные аппараты при обязательном условии резервирования. Автоматизированный ИТП на базе двух пластинчатых теплообменных аппаратов и двух циркуляционных насосов способных обеспечить качественное и надежное теплоснабжение потребителей. Суммарная стоимость установки 150-200 ИТП на территории Слюдянского городского поселения оценивается в размере **75 млн. руб.** Ежегодные затраты на строительство ИТП с учетом перехода на закрытую схему теплоснабжения до 2022 г. равны **9,4 млн. руб.**

Графики финансирования проектов по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей

Графики финансирования проектов по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей представлены в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – График финансирования проектов по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей (с НДС и в ценах соответствующих лет, млн. руб.)

№ п/п	Мероприятие	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г
	Мероприятия концессионного соглашения													
1	Ремонт котла КВм-1,16 ячейка №3 котельная «Стройка»	0,72												
2	Ремонт котла КВм-1,16 ячейка №5 котельная «Стройка»		0,72											
3	Установка частотного регулятора на воздуходувку КОС г.Слюдянка	0,84												
4	Ремонт котла КВм-1,16 ячейка №2 котельная «СМП»		0,6											
5	Ремонт котла КВм-1,16 ячейка №3 котельная «СМП»						0,6							
6	Котельные «Центральная», «Рудо», «Перевал». Проектирование и установка системы организации вихревого движения дымовых газов паровых котлов КЕ-25, КЕ-10, КЕ-6,5		1,38	0,96										
7	Котельная «Центральная» Установка частотных преобразователей в количестве 4 шт. суммарной мощностью 630 кВт	2,48												
8	Котельная «Рудо». Установка частотных преобразователей в количестве 3 шт. суммарной мощностью 345 кВт	1,48												
9	Котельная «Перевал». Установка частотных преобразователей в количестве 2 шт суммарной мощностью 215 кВт		0,9											
10	Объединение котельной "РУДО" и "Дом Ребенка", строительство сети 200 м. Ду 50-80 мм			0,62										
11	Реконструкция тепловой сети от котельной «Рудо» до домов по ул. Шахтерская 20, 22			2,03			0,9							
12	Замена трансформатора КТПН 630/6/0,4 на тепловом пункте м.р. «Перевал».						1,10							
13	Монтаж коммерческих узлов учета тепловой энергии на котельных «Центральная», «Рудо», «Перевал», тепловых пунктах «ЦТП», «НТП» - 8шт				2,34									
14	Замена вертикальных и горизонтальных теплообменников Нижнего Теплового Пункта на Ридан НН21-3 шт (контур Квартал)						5,916							
15	Котельная «СМП» Модернизация газоходов всего котлового оборудования						0,76							
16	Котельная «Стройка» Установка экономайзера						0,33							
17	Модернизация котельной «Стройка». Замена котлов №1, №2 и №3 КВм-1,16 на котлы КВм-2,5 с установкой углеподачи и дробилки			2,8	3,3									
	Котельная «Центральная»													

18	Замена циклона БЦ-512 (6х4)	2,19												
19	Замена теплообменного парового подогревателя ТТТАИ 19-1743-1 и охладителя конденсата ТТАИ 19-1743-2	0,51												
20	Ремонт электрооборудования центрального теплового пункта в микрорайоне «Центральный»	1,1												
21	Замена котла КЕ 25-14 С стац.№ 4	24,2												
22	Установка частотных преобразователей в количестве 4 шт. суммарной мощностью 630 кВт	1,79												
23	Замена КИП котла КЕ 25-14С стац. №3		1,03											
24	Замена котельно-вспомогательного оборудования для котельных г.Слюдянка: насосов на котельную "Центральная" г.Слюдянка					0,12								
25	Капитальный ремонт КИП котла КЕ-25-14С стац. №2						2,4							
26	Капитальный ремонт аккумуляторных емкостей №1,2 на котельной "Центральная" г.Слюдянка									23,00				
27	Капитальный ремонткотла КЕ 25-14 С стац.№ 1								81,9					
	Капитальный ремонт топочной решетки котла КЕ 25-14 стац №.3 котельной "Центральная"								14,5					
28	Реконструкция системы химводоочистки с заменой фильтров и солерастворителя									6,15				
29	Капитальный ремонт котельной «Центральная» (здание)									14,94				
30	Капитальный ремонт дымовой трубы. Диаметр-3000 мм, высота-100 метров.								4,27					
31	Капитальный ремонт или замена топочной решетки котла №2. (Топка механическая ТЧЗМ-2,7/5,6 №2, активная площадь решетки -13,1м2, мощность эл.двигателя 1,1 КВт, 1000 об/мин)							14,42						
	Котельная «Рудо»													
32	Замена трубной части котла КЕ10-14С стац.№3	3,33												
33	Установка рабочего колеса дымососа ДН-15х1000 стац.№3	0,1												
34	Установка насосов Д 315-71 -2 ед, ЦНСГ 38-176 - 2 ед	0,78												
35	Установка частотных преобразователей 3 шт. суммарной мощностью 345 кВт	1,17												
36	Капитальный теплообменного оборудования контура луч ул.Школьная					7,7								
37	Капитальный ремонт котельной «Рудо» (здание)								5,5					
38	Капитальный ремонт теплообменного оборудования контура Город									8,2				
	Котельная «Перевал»													
39	Замена сетевых насосов СД 160/45 на котельной «Перевал» (верхний тепловой пункт), насоса 1 Д630-90 стац.№2 на ЦТП	0,46												

40	Установка частотных преобразователей 2 шт суммарной мощностью 215 кВт		0,67											
41	Замена дымососов ДН 12,5 стац.№ 2,3 газоходов		0,551											
42	Замена обмуровки котла КЕ-6,5-14С №3			2,7										
43	Выполнение работ по установке и наладке частотного преобразователя на НТП Перевал				0,57									
44	Замена дымососа ДН 12,5 стац.№ 1, газоходов					0,7								
45	Выполнение работ по установке и наладке частотного преобразователя на НТП Перевал					0,57								
46	Капитальный ремонт теплообменного оборудования в котельной "Перевал»						4,8							
47	Капитальный ремонт здания котельной «Перевал» (здание)							6,16						
48	Капитальный ремонт теплообменного оборудования ВТП								4,2					
49	Капитальный ремонт или замена топочной решетки котла №1 и №2. (ТЛЗМ №2, 1,87*3, активная площадь решетки 4,4м2 с эл./дв. 5.5 кВт * 1000 об/мин), трубной части котлов КЕ 6,5-14С №1 и №2, экономайзера ЭБ2-236И котловой ячейки №2.								6,2					
50	Капитальный ремонт перекачивающих насосных агрегатов К-100-65-250 (2 шт.) контура №1 котельная - НТП									2,00				
51	Капитальный ремонт дымососова ДН-11,2Х-45-1500 - 3 шт с карманами рихтера к дымососам ДН-11,2									1,5				
52	Капитальный ремонт топочной решетки котла, трубной части котла КЕ 6,5-14С стац №1,2 котельной «Перевал»							7,5			4			
53	Замена экономайзера ЭБ2-236И котловой ячейки №2										1			
	Котельная «СМП»													
52	Ремонт котла КВм-1,16 ст.№2		0,5											
45	Установка комплексонатной установки подготовки исходной воды.			0,25										
46	Замена котла КВр-0,63-95 ст.№4				0,395									
47	Установка приборов для коммерческого учета тепловой энергии 2441-АТС в котельной «СМП»					0,857								
48	Капитальный ремонт газоочистного оборудования на котельной «СМП»						1,9							
50	Установка котла №4 КВр 0,6-95					0,4								
51	Капитальный ремонт котла КВм 1,25 ст №1 топка ТПШМ						2,04							
52	Капитальный ремонт котла КВм 1,25 ст №2 топка ТПШМ							2,6						
	Котельная «Стройка»													
53	Замена котла №3 КВм 1,16 на КВм 1,25на котельной "Стройка" г.Слюдянка	0,879												

54	Установка насосов Д 315-71 - 2 шт (поставка)	0,45												
55	Замена котла №5 КВМ 1,25 на котельной "Стройка" г.Слюдянка		0,8											
56	Замена дымососов ДН 12,5 стац.№ 1,2, фундаментов, газоходов обвязки циклона		1,05											
57	Комплексонатная установки подготовки исходной воды			0,25										
58	Обеспечение электрогенераторной установкой АД-200С - Т400				1,25									
59	Установка приборов для коммерческого учета тепловой энергии					0,58								
60	Капитальный ремонт дымовой трубы на котельной "Стройка"						2,8							
61	Капитальный ремонт котельного оборудования котельной «Стройка» (установлен котел КВм-2,5 №3, на каждой линейке ячеек №1 и №3 установлен индивидуальный циклон ЦН-15-800х2-УП и дымосос ДН-9-1500 с эл. двигателем 15 кВт).						9,1							
62	Капитальный ремонт котельного оборудования							7,00						
	Котельная «Собственная база»													
63	Комплексонатная установка подготовки исходной воды				0,25									
64	Установка приборов для коммерческого учета тепловой энергии					0,411								
65	Установка газаоочистного оборудования					0,135								
66	Замена котла КВМ 0,5 на котельной «Собственная база»							1,2						
67	Капитальный ремонт дымовой трубы на котельной «Собственная база»						1,4							
	Котельная «Резерв»													
68	Установка комплексонатной установки подготовки воды.				0,168									
69	Установка приборов для коммерческого учета тепловой энергии 2444-АТС в котельной «Резерв»					0,38								
70	Установка приборов учета тепловой энергии					0,811								
71	Капитальный ремонт котлов КВр-0,6 (2 шт.)							2,4						
	Котельная «Ростелеком»													
72	Установка комплексонатной установки подготовки воды.				0,168									
73	Установка приборов для коммерческого учета тепловой энергии 2446-АТС в котельной «Ростелеком»					0,396								
74	Капитальный ремонт газаоочистного оборудования						0,5							
75	Капитальный ремонт котла "Универсал-6" на котел КВД 0,5							1,1						
	Электрокотельная п.Сухой ручей													

76	Установка комплексонатной установки подготовки воды.				0,168									
77	Обеспечение дизель-генераторной установкой, стационарная электростанция АД-60С - Т400-1 РМ2				0,638									
78	Установка приборов для коммерческого учета тепловой энергии					0,359								
	Тепловые сети													
79	Капитальный ремонт участка тепловых сетей по ул.Ленина,110 до ТК-305 г. Слюдянка Иркутской области	1,67												
80	"Капитальный ремонт участка тепловых сетей: ул.Тонконога от ж/д №39 до ТК школа №49 по адресу: Иркутская область, г. Слюдянка, ул. Тонконога"	3,17												
81	Капитальный ремонт участка сетей тепло-, водоснабжения по ул. Школьная г. Слюдянка"	11,9												
82	Капитальный ремонт участка тепловых сетей в районе ж.д. №7 по л.Бабушкина L-70м г.Слюдянка Иркутской области		2,57											
83	Капитальный ремонт участка тепловых сетей от ТК №3 по ул. Советская до ул. Ленина ж.д №105 - 140 м.п. г.Слюдянка Иркутской области		2,6											
84	Капитальный ремонт участка тепловых сетей от ТК №1 ж.д. 16г ул. Ленина - 43м., через ТК№ 2 по ул. Вербная, до ТК №1а ул. Рябиновая -27 м.п. г.Слюдянка Иркутской области		1,21											
85	Капитальный ремонт инженерных сетей тепло-водоснабжения ул.Советская (от ЦРБ до ул.Московская), L=570х2 м, d=325			13,2										
86	Объединение котельной "РУДО" и "Дом Ребенка", строительство сети 200 м. Ду 50-80 мм			0,516										
87	Реконструкция тепловой сети от котельной «Рудо» до домов по ул. Шахтерская 20, 22				2,44									
88	Ремонт участков инженерных сетей теплоснабжения по адресу: г.Слюдянка, пер. Красногвардейский №1;№3, протяжённостью 62 м.п.				0,294									
89	Капитальный ремонт участка тепловых сетей от теплового пункта котельной «Перевал» г.Слюдянка до водоотводного коллектора L - 257 м.п				10,9									
90	Капитальный ремонт участка тепловых сетей по ул. Бабушкина от центрального теплового пункта до дома № 5 г. Слюдянка, Иркутской области					29,0								
91	Капитальный ремонт участка тепловых сетей в районе дома № 22 по ул. Горняцкая (Ду-89мм-154м, Ду-50мм-154м, Ду-219мм 154*2=308м)					2,2								
92	Капитальный ремонт участка тепловых сетей по ул. Перевальская, в районе бани Ду-373мм -36*2м					0,6								
93	Капитальный ремонт участка тепловых сетей по ул. Советская, 43 от ТК ЦК до ТК ул. Советская, 64 (Ду-150мм-185м*2=370м) Ду 150 - 66 м.., Ду 57- 27 м..п.					0,6								
94	Ремонт инженерных сетей теплоснабжения, водоотведения Фрунзе, 7. Волгоградский, 2,4, Ленина 10,12, протяженностью 143 м.п.						1,9							

95	Капитальный ремонт участка тепловой сети по улице Советская от Центральной районной больницы до Центрального теплового пункта по улице Бабушкина», общей протяженностью 300 м.п., Dy 350 мм							26,9						
96	Капитальный ремонт участка тепловых сетей по ул. Бабушкина от котельной «Центральная» до тепловой камеры № 5 г. Слюдянка, Иркутской области» l=336							34,7						
97	Капитальный ремонт участка тепловой сети по улице Перевальская г.Слюдянка», протяженностью 363 м.п., Dy 300 мм							37,4						
98	Капитальный ремонт участка сети от НТП до ТК №1 L-62 м. г.Слюдянка Иркутской области							6,6						
99	Капитальный ремонт участка тепловой сети по улице Пушкина L-260 м. г.Слюдянка Иркутской области							24,9						

13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения

Индикаторы развития систем теплоснабжения городского поселения Слюдянка на весь расчетный период приведены в таблице 2.63.

Таблица 2.63 Индикаторы развития систем теплоснабжения городского поселения Слюдянка

№ п/п	Год Индикатор	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	2033 - 2037
1.	количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	Ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.	количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	Ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.	удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии	Тут/Гкал									
4.	отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Гкал/м^2	0,791	0,776	0,776	0,776	0,776	0,776	0,776	0,776	0,776
5.	коэффициент использования установленной тепловой мощности										
6.	удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке	м^2/Гкал	536,364	536,364	536,364	536,364	36,364	536,364	536,364	536,364	536,364
7.	доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.	удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	Тут/кВт	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9.	коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой		-	-	-	-	-	-	-	-	-

№ п/п	Индикатор / Год	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-	2028-	2033 -
	энергии)										
10.	доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11.	средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы тепло-снабжения)										
12.	отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной харак-теристике тепловых сетей	%									
13.	отношение установленной тепловой мощности оборудова-ния источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источни-ков тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в	%									

Глава 14 "Ценовые (тарифные) последствия

14.1 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Показатели тарифно-балансовой модели по каждой системе теплоснабжения приведены в таблице 2.64.

Таблица 2.64 Показатели тарифно-балансовой модели по каждой системе теплоснабжения

№ п/п	Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	2033 - 2037
Центральная котельная										
1.	Индексы-дефляторы МЭР	105,3	104,4	104,3	104,3	104,3	104,3	113,5	113,5	113,5
2.	Баланс тепловой мощности, Гкал/ч	1,462	1,462	1,462	1,462	1,404	1,404	1,404	1,462	1,462
3.	Баланс тепловой энергии, Гкал/ч	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834	0,834
4.	Топливный баланс, тут/год	423,09	423,09	423,09	423,09	423,09	423,09	423,09	423,09	423,09
5.	Баланс теплоносителей, $м^3$/ч	24,297	24,297	24,297	24,297	24,297	24,297	24,297	24,297	24,297
6.	Балансы холодной воды питьевого качества, $м^3$/год	515,4	515,4	515,4	515,4	515,4	515,4	515,4	515,4	515,4
7.	Производственные расходы товарного отпуска, руб./Гкал	638,49	666,58	695,24	725,14	756,32	788,84	895,33	1016,20	1153,39
Котельная СМП										
1.	Индексы-дефляторы МЭР	105,3	104,4	104,3	104,3	104,3	104,3	113,5	113,5	113,5
2.	Баланс тепловой мощности, Гкал/ч	0,072	0,072	0,072	0,08	0,08	0,08	0,08	0,076	0,072
3.	Баланс тепловой энергии, Гкал/ч	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054	0,054
4.	Топливный баланс, тут/год	20,95	11,73	11,73	11,73	11,73	11,73	11,73	11,73	11,73
5.	Баланс теплоносителей, $м^3$/ч	2,614	2,614	2,614	2,614	2,614	2,614	2,614	2,614	2,614
6.	Балансы холодной воды питьевого качества, $м^3$/год	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5	55,5
7.	Производственные расходы товарного отпуска, руб./Гкал	638,49	666,58	695,24	725,14	756,32	788,84	895,33	1016,20	1153,39

№ п/п	Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027	2028-2032	2033-2037
ООО «УКС»										
1.	Индексы-дефляторы МЭР	105,3	104,4	104,3	104,3	104,3	104,3	113,5	113,5	113,5
2.	Баланс тепловой мощности, Гкал/ч	1,534	1,534	1,534	1,542	1,484	1,484	1,484	1,538	1,534
3.	Баланс тепловой энергии, Гкал/ч	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888	0,888
4.	Топливный баланс, тут/год	444,04	434,82	434,82	434,82	434,82	434,82	434,82	434,82	434,82
5.	Баланс теплоносителей, $м^3$/ч	26,911	26,911	26,911	26,911	26,911	26,911	26,911	26,911	26,911
6.	Балансы электрической энергии, кВт*ч	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
7.	Балансы холодной воды питьевого качества, $м^3$/год	570,9	570,9	570,9	570,9	570,9	570,9	570,9	570,9	570,9
8.	Тарифы на покупные энергоносители и воду, руб./$м^3$	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
9.	Производственные расходы товарного отпуска, руб./Гкал	638,487	666,58	695,24	725,14	756,32	788,84	895,33	1016,20	1153,39
10.	Производственная деятельность, руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
11.	Инвестиционная деятельность, руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
12.	Финансовая деятельность, руб./Гкал	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

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

Основные параметры формирования тарифов:

• тариф ежегодно формируется и пересматривается;

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

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

• тарифный сценарий обеспечивает финансовые потребности планируемых проектов схемы
и необходимость выполнения финансовых обязательств перед финансирующими организациями;
• для обеспечения доступности услуг потребителям должны быть выработаны меры сглаживания роста тарифов при инвестировании.

Таким образом, в рамках этой финансовой модели: тариф ежегодно пересматривается или
индексируется, но исходя из утвержденной инвестиционной программы; определен долгосрочный период, в течение которого в тариф включается обоснованная инвестиционная составляющая, обеспечивающая финансовые потребности инвестиционной программы. При этом тарифное регулирование становится более предсказуемым и обеспечивает финансирование производственной деятельности организации коммунального комплекса по поставкам тепловой энергии и инвестиционной деятельности в рамках утвержденной инвестиционной программы.

В большинстве случаев источниками финансирования инвестиционной программы в коммунальной сфере являются заемные средства (не менее 80% инвестиционных затрат), привлекаемые на срок 5-6 лет; тарифное сглаживание может быть обеспечено также постепенным «нагружением» тарифа инвестиционной составляющей, которая обеспечивает возврат и обслуживание привлеченных займов; при этом должен быть предусмотрен и согласован с банком индивидуальный график возврата займов неравными долями; это непривычно для банков, но достижимо и является самой эффективной и доступной мерой по сглаживанию тарифных последствий инвестирования; такая схема позволяет осуществить капитальные вложения (реконструкцию) в сжатые сроки, растянуть возврат инвестиций на 6-8 лет и обеспечить рост тарифной нагрузки на потребителей ежегодно на уровне 15-22% (после этого срока тариф снижается на величину порядка 20-30%).

Глава 15 "Реестр единых теплоснабжающих организаций"

В соответствии со статьей 2 п. 28 Федерального закона Российской Федерации от 27 июля 2010 г. №190-ФЗ «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, или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации».

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения.

В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации определяются границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

Критерии определения единой теплоснабжающей организации:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер уставного (складочного) капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепла и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации;
- в случае наличия двух претендентов статус присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технической возможности и квалифицированного персонала по наладке мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, что обосновывается в схеме теплоснабжения.

Единая теплоснабжающая организация обязана:

- заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;
- осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы;
- надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей

деятельности;

- осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

В настоящее время теплоснабжающей организацией, рассматриваемые котельные и тепловые сети непосредственным исполнителем – ООО "Управление коммунальными системами" г. Слюдянка. На балансе предприятия предлагается оставить все источники тепловой энергии и тепловые сети, так как ООО «УКС» является стабильно работающим предприятием, обеспечивающим устойчивое функционирование жилищно-коммунального хозяйства Иркутской области. Оно обеспечит выполнение комплексного развития и совершенствования сферы ЖКХ в районе, производства и реализации тепловой энергии, водоснабжения, водоотведения предприятиям и населению в соответствии с действующим законодательством РФ.

Глава 16 "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения

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

Объединение котельных «Центральная» и «Рудо» в одну систему за счет строительства участка тепловой сети, соединяющего эти источники (рис. 7.1). При этом, котельная «Рудо», как резервный источник теплоснабжения, сможет покрывать только треть подключенной нагрузки котельной «Центральная».

Целесообразно выполнить подключение потребителей котельной «Дом ребенка» от котельной «Рудо». Котельную «Дом ребенка» законсервировать и использовать в начале-конце отопительного сезона для периодического протапливания и на случай аварийных ситуаций.

Также возможно подключение микрорайона «Стройка» от котельной «Перевал» при условии восстановления всех имеющихся котлов, т.е. увеличения мощности котельной до 13,5 Гкал/ч. Котельная «Стройка» сможет обеспечить микрорайон «Перевал» теплоносителем с пониженными параметрами в случае возникновения аварийной ситуации на котельной «Перевал» или на тепловых сетях микрорайона «Перевал».

Техническое перевооружение котельной «Стройка» - замена трёх водогрейных КВм-1,16 с топками ТШПМ-1,45 на два котла КВм-2,5 с топками ТШПМ-2,5 на существующих площадях.

Глава 17 "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения

Предложения и замечания в период актуализации схемы теплоснабжения не поступили.

Глава 18 "Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

В актуализированной схеме теплоснабжения внесены изменения о подключенной тепловой нагрузке и потребителях тепловой энергии, а также мероприятия реконструкции и модернизации источников теплоснабжения.

«Решения по бесхозяйственным тепловым сетям»

Согласно статьи 15, пункт 6. Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ:

«В случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и определить организацию, которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

Принятие на учет ЕТО бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) осуществляется на основании постановления Правительства РФ от 17.09.2003г. №580.

Бесхозяйственные тепловые сети по предоставленной информации в Слюдянском городском поселении отсутствуют.