Схема теплоснабжения Слюдянского муниципального образования до 2028 года Актуализация на 2019 год

Обосновывающие материалы

Г. Слюдянка 2019 год

Содержание

Оглавление

Глава 1"Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения" 10

1.1. Часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения" 10

1.1.1. Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций 10

1.1.2. Описание зон действия производственных источников тепловой энергии 12

1.1.3. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения 12

Часть 2 "Источники тепловой энергии" 13

1.2.1. Общие положения 13

1.2.2. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных (структура основного оборудования) 15

1.2.2.1. Котельная «ЦЕНТРАЛЬНАЯ» 19

1.2.2.2. Котельная «РУДО» 23

1.2.2.3. Котельная «ПЕРЕВАЛ» 27

1.2.2.4. Котельная «СТРОЙКА» 31

1.2.2.5. Котельная «СМП» 32

1.2.2.6. Котельная «Ростелеком» 34

1.2.2.7. Котельная «Медрезев» 35

1.2.2.8. Котельная «Собственная база» 36

1.2.2.9. Котельная «Дом ребенка» 37

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 44

1.2.5 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии 44

1.2.6. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии 44

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 44

Часть 3 "Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты" 45

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 45

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 47

1.3.3 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях 47

1.3.4 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов 47

1.3.5 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности 47

1.3.6 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети ... 48
1.3.7. Насосные станции и тепловые пункты ... 48
1.3.8. Характеристики тепловых камер, павильонов и арматуры ... 49
1.3.9. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики ... 49
1.3.10. Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя ... 50
1.3.11. Наличие коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителя, уровень автоматизации, защита от превышения давления ... 55
1.3.12. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) восстановлений и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет ... 56
1.3.13. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов ... 57
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 ... 64
1.3.15. Уровень автоматизации центральных тепловых пунктов, насосных станций ... 70
1.3.16. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии ... 70
1.3.17 Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет ... 71
1.3.18 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет ... 71
Часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии" ... 71
Часть 5 "Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии" ... 72
1.5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления ... 72
1.5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии ... 72
1.5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии ... 73
1.5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом ... 73
1.5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение ... 73
1.5.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения ... 74
Часть 6 "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии" ... 83
1.6.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в сетях и присоединенной тепловой нагрузки ... 83
1.6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии ... 84
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 ... 84
Часть 7 "Балансы теплоносителя" ... 86

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 ... 86

Часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом" ... 87

1.8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии ... 87

1.8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями ... 88

1.8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки ... 88

1.8.4 Описание использования местных видов топлива ... 89

Часть 9 "Надежность теплоснабжения" ... 89

1.9.1 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей ... 89

1.9.2 Частота отключений потребителей ... 91

1.9.3 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений ... 91

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" ... 91

1.9.5 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении ... 91

Часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций" ... 92

Часть 11 "Цены (тариф) в сфере теплоснабжения" ... 96

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 ... 96

1.11.2 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения ... 99

1.11.3 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей ... 99

Часть 12 "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа" ... 100

1.12.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения ... 100

1.12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения ... 101

1.12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения ... 102

1.12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения ... 102

1.12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения ... 102

Глава 2 "Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения" ... 103

2.1. Данные базового уровня потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения ... 103

2.2. Прогнозы приростов площади строительных фондов по объектам территориального деления ... 105

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 107

2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов 112

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 112

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 113

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 113

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 114

2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения 114

2.10. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены договоры теплоснабжения по регулируемой цене 115

Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения" 118

3.1. Характеристика системы теплоснабжения г. Слюдянка 121

3.2. Система теплоснабжения от котельной «Центральная» 122

3.3. Система теплоснабжения от котельной «Рудо» 132

3.4. Система теплоснабжения от котельной «Перевал» 141

3.5. Система теплоснабжения от котельной «Стройка» 150

3.6. Система теплоснабжения от котельной «СМП» 158

3.7. Система теплоснабжения от котельных «Ростелеком», «Медрезерв», «Собственная база», «Дом ребенка» 161

Глава 4 "Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей" 167

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 167

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 167

4.3. Выводы о резервах существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей 168

Глава 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения 169

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) 169

5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения 169

5.3 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей 169

Глава 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах 170

6.1 Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии 171

Глава 7 "Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии" 173

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 173

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 175

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 176

7.4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок 176

7.5. Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок 176

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 176

7.7. Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления 176

7.8. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии 177

7.9. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями 178

7.10. Предложения по строительству и реконструкции источников 179
7.10.1. Предложения по строительству новых источников тепловой энергии 179
7.10.2. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии. 180
7.11. Радиус эффективного теплоснабжения 183
Глава 8 "Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей" 189
8.1. Общие положения 189
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) 190
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 190
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. 191
8.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения 192
Глава 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения 213
Глава 10 "Перспективные топливные балансы" 214
Глава 11 "Оценка надежности теплоснабжения" 216
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 216
Глава 12 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию" 223
Реконструкция и строительство новых источников теплоснабжения 223
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения 232
Глава 14 "Ценовые (тарифные) последствия 235
14.1 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения 235
14.2 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей 236
Глава 15 "Реестр единых теплоснабжающих организаций" 237
Глава 16 "Реестр мероприятий схемы теплоснабжения 239
16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии 239
Глава 17 "Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения 239
Глава 18 "Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения 240
«Решения по бесхозяйственным тепловым сетям» 240

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 10 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*).

Теплоснабжение города осуществляет 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.

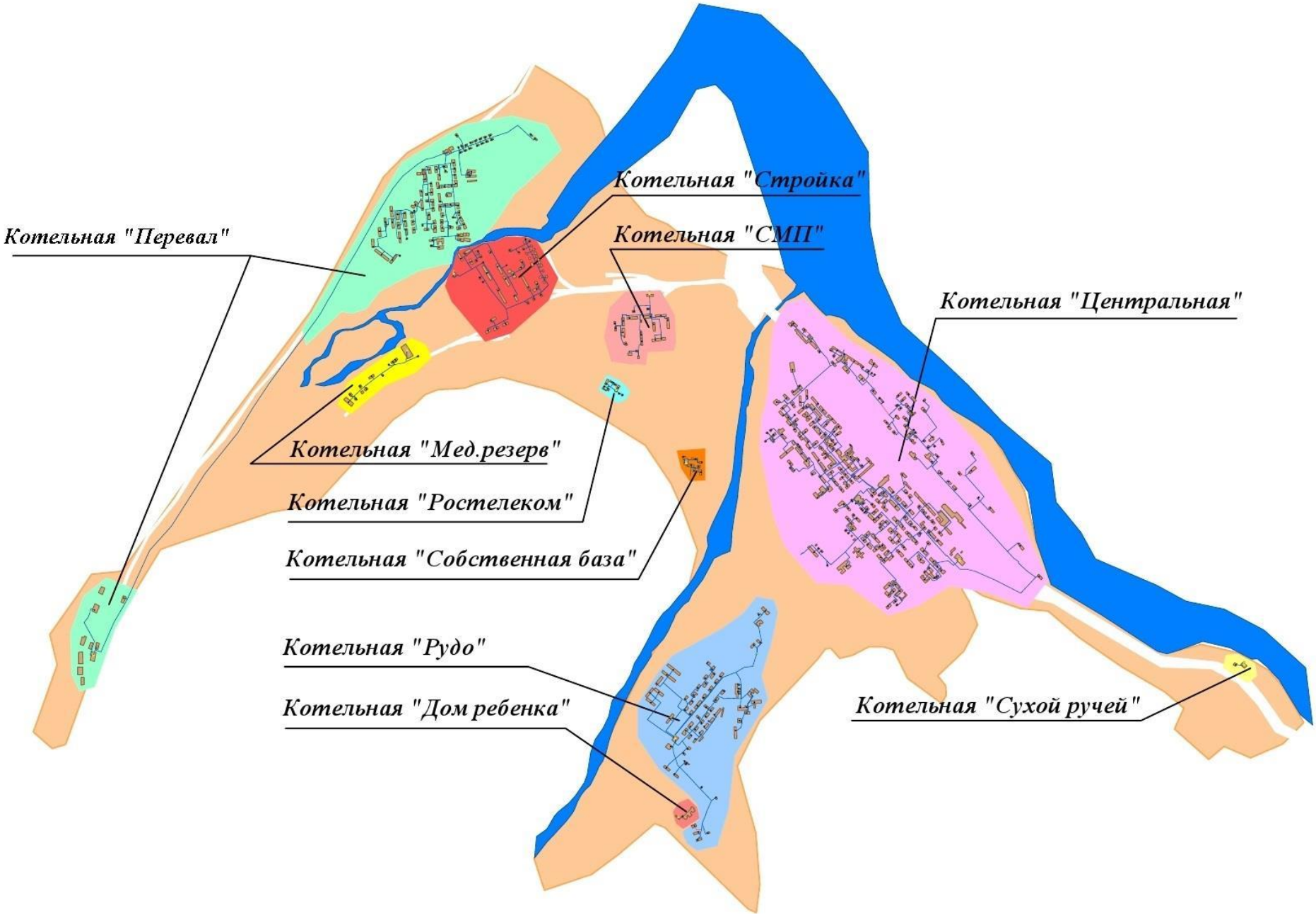


Рисунок 1.1 – Зоны действия источников тепловой энергии

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 «Медрезерв»** 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

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Температурный график, °С
Центральная	43,05	29,601	95/70
Рудо	15,211	6,785	75/60
Перевал (нижний ТП)	11,193	11,267	110/70 (75/60)
Стройка	5,16	3,776	75/60
СМП	3,500	2,013	75/60
Дом Ребенка	0,976	0,256	75/60
Медрезерв	1,2	0,349	75/60
Ростелеком	0,518	0,176	75/60
«Собственная База»	0,469	0,208	75/60
Сухой ручей	0,051	0,118	75/60

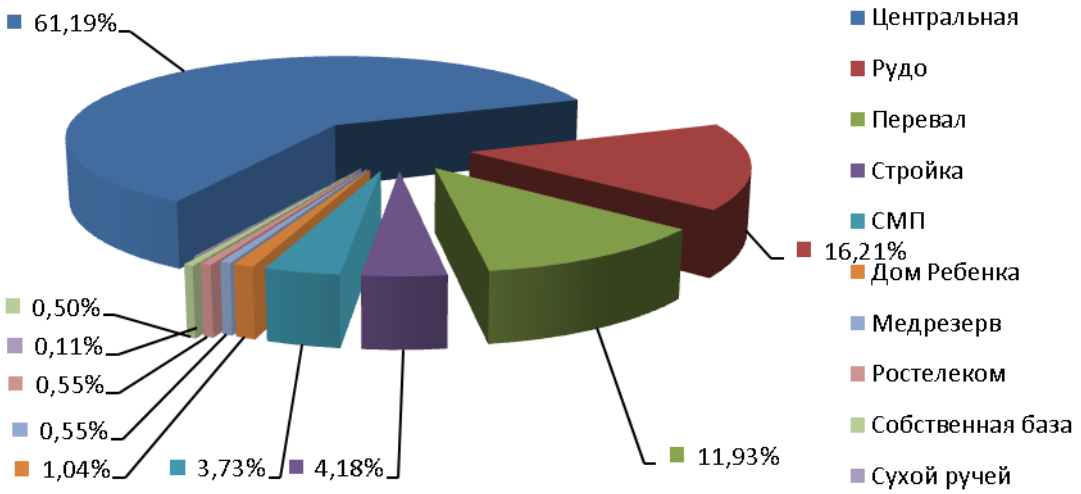


Рисунок 1.2. – Доля общей установленной тепловой мощности котельных

Общая установленная тепловая мощность источников, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки на май 2019 года, составила 81,328 Гкал/ч.

Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей на 2019 год составила 54,685 Гкал/ч.

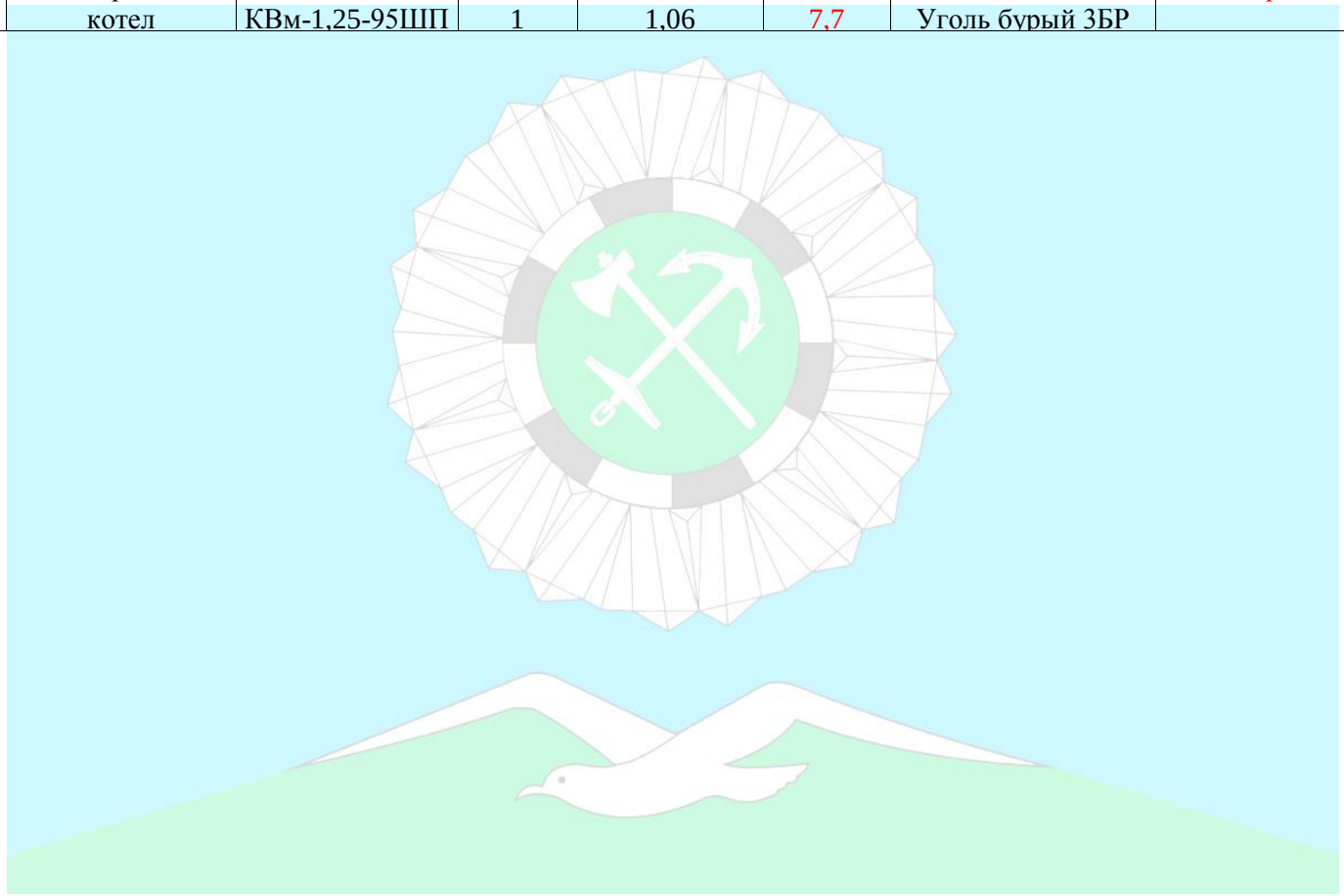
1.2.2. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных (структура основного оборудования)

Основной парк котельного оборудования представлен паровыми и водогрейными котлами различной мощности отечественных производителей: КЕ, КВ, 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	Теплопроизводительность котла, Гкал/ч	Срок службы, лет	Вид исп. топлива	Дата проведения последних режимно-наладочных испытаний	Нормативный удельный расход условного, кг у.т./Гкал
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*7*	*8*	*9*	*10*
Котельная «Центральная» *	Паровой Котел	КЕ 25-14С 9900	1	14,35	28,5	Уголь бурый 3БР	Март 2014	196,6
	Паровой Котел	КЕ 25-14С 10805	1	14,35	8	Уголь бурый 3БР	Март 2014	196,6
	Паровой Котел	КЕ-25-14С,10806	1	14,35	8,5	Уголь бурый 3БР	Март 2014	196,6
	Паровой Котел	КЕ 25-14С 8898	1	14,35	28	Уголь бурый 3БР	Март 2014	196,6
Котельная «Рудо»	Паровой Котел	КЕ 10-14С 83246	1	5,74	27	Уголь бурый 3БР	Март 2014	204,6
	Паровой Котел	КЕ 6,5-14С 6696	1	3,731	29	Уголь бурый 3БР	Март 2014	204,6
	Паровой Котел	КЕ 10-14С 83257	1	5,74	29	Уголь бурый 3БР	Март 2014	204,6
Котельная «Перевал»	Паровой Котел	КЕ 6,5-14С, 2013137	1	3,731	5	Уголь бурый 3БР	Март 2014	199,8
	Паровой Котел	КЕ 6,5-14С, 2257	1	3,731	4,5	Уголь бурый 3БР	Март 2014	199,8
	Паровой Котел	КЕ 6,5-14С, 066510	1	3,731	7	Уголь бурый 3БР	Март 2014	199,8

Котельная «Стройка»	Водогрейный котел	КВм-1,16-95ШП	1	0,6	6	Уголь бурый 3БР	Март 2014	244,0
	Водогрейный котел	КВм-1,16-95ШП	1	0,6	6	Уголь бурый 3БР	Март 2014	244,0
	Водогрейный котел	КВм-1,16-95ШП	1	0,6	6	Уголь бурый 3БР	Март 2014	244,0
	Водогрейный котел	КВм-1,25-95ШП	1	1,06	7,7	Уголь бурый 3БР	Март 2014	244,0



№	Тип (водогр./пар.)	Марка, заводской номер.	Кол-во	Теплопроиз-водительность котла, Гкал/ч	Срок службы, лет	Вид исп. топлива	Дата проведения последних режимно-наладочных испытаний	Нормативный удельный расход условного, кг у.т./Гкал
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*7*	*8*	*9*	*10*
	Водогрейный котел	КВм-1,25-95ШП	1	1,06	7,6	Уголь бурый 3БР	Март 2014	244,0
Котельная «Дом Ребенка»	Водогрейный котел	КВД	1	0,488	39	Уголь каменный Дконц	Не проводились	254,5
	Водогрейный котел	КВД	1	0,488	6	Уголь каменный Дконц	Не проводились	254,5
Котельная «Собственная База»	Водогрейный котел	КВД	1	0,488	4	Уголь каменный	Не проводились	254,6
	Водогрейный котел	Универсал-6	1	0,259	49	Уголь каменный	Не проводились	254,6
Котельная «Ростелеком»	Водогрейный котел	КВД	1	0,488	3	Уголь каменный	Не проводились	256,4
	Водогрейный котел	Универсал-6	1	0,259	42	Уголь каменный	Не проводились	256,4
Котельная «СМП»	Водогрейный котел	КВм-1,16(1,0)	1	1,0	6	Уголь бурый 3БР	Не проводились	238,7
	Водогрейный котел	КВм-1,16(1,0)	1	1,0	9	Уголь бурый 3БР	Не проводились	238,7
	Водогрейный котел	КВСм-1,16(1,0)	1	1,0	6	Уголь бурый 3БР	Не проводились	238,7
	Водогрейный котел	КВр 0,6	1	0,6	6	Уголь бурый 3БР	Не проводились	238,7
Котельная «Медрезерв»	Водогрейный котел	КВр-0,6КБ(Гефест-0,6-95ТР)	1	0,6	9	Уголь каменный	Не проводились	254,5
	Водогрейный котел	КВр-0,6КБ(Гефест-0,6-95ТР)	1	0,6	9	Уголь каменный	Не проводились	254,5

«Сухой ручей»	Водогрейный электрокотел	РТЕ-60	1	0,103		электроэнергия		

1.2.2.1. 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.

Вертикально-водотрубные котлы имеют номинальную производительность 25 т/ч насыщенного пара при давлении 13 кг/см2 (14,35 Гкал/ч), без пароперегревателей.

Примечание: На сегодняшний день котел № 4 выработал свой ресурс. В рабочем состоянии находятся КА № 1, №2 и №3, 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 34400м3/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 2010	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 2010	4	13	25 (14,35)	ТЧЗМ-2,7/5,6

Установленная мощность котельной составляет 43,05 Гкал/час (котел № 4 находится в нерабочем состоянии). После замены котла № 4 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. Конденсат от промплощадки РЖД не возвращается.

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 паро-водяных 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 за 2018 год отопительного сезона составляют 15036,4 Гкал/час. Расход топлива за 2018 год составляет – 31175,10 тонн угля.

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

Фактический расход условного топлива за 2018 год – 18516,90 т.у.т., Фактический удельный расход условного топлива составил 0,202 т.у.т./Гкал. 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 требуется замена парового котла № 4, паровой котел № 1 тоже выработал свой эксплуатационный срок 9 лет назад.

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 2017-2018 гг.

Показатели	Значения показателей					
	2011 г.		2017г.		2018	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	106040,6	94854,9	н/д	93656,25	н/д	91989,45
Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	205,33	219,65	н/д	169,91	н/д	201,29
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	4342,46	4342	н/д	4097,12	н/д	4097,12
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	101698,1	90512,9	н/д	89559,13	н/д	87892,33
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг	214,1	230,18	199,8	177,68	199,8	210,67

1.2.2.2. Котельная «РУДО»

Котлы заменены в 1988 – 1989 годах. Котельная отапливает 49 жилых домов, общей площадью 39,1 тыс. кв. м., количество населения, пользующегося услугами данной котельной – 2127 человек.

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 1986 году. Котлы имеют номинальную производительность 10 и 6,5 т/ч насыщенного пара соответственно, при давлении 13 кг/см2. 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 пневмомехани-ческими 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

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 м3/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 за отопительный сезон 2018 года составляют 6140,70 Гкал. Котельная укомплектована двумя сетевыми насосами марки Д 315/70. Расход топлива составляет 31175,10 тонны угля. Норма расхода условного топлива составляет 0,3401 т.н.т./Гкал.

Фактический удельный расход условного топлива за 2018 год – 18516,90 т у.т. Прибор учета тепловой энергии отсутствует.

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 9м3. Это емкости, в которой собирается конденсат и химочищенная вода из фильтров перед подачей ее в котлы. Баки соединены между собой трубопроводами

- Солевой бак. Объем 1м3.

Водоснабжение котельной осуществляется от водозабора «Рудо».

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 2.6 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2017-2018 гг.

Показатели	Значения показателей					
	2011 г.		2017г.		2018	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	21386,07	18978,4	н/д	22633,24	н/д	21009,31
Средневзвешенный удельный расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	180,6	207,7	н/д	201,03	н/д	207,7
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	808,39	808,4	н/д	875,13	н/д	808,4
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	20577,68	18170	н/д	21758,11	н/д	20134,18
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	187,7	216,94	н/д	209,1	н/д	216,94

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 г. Котельная снабжает теплом микрорайон «Квартал» и построенный в 2015 году и 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 2013 году, КА №3 – 2012 году, КА №2 – в 2015г.

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-400, 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 26000м3/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-12,5, 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 м3. Деаэрация воды пока не производится. Но монтируется Деаэратор ДА- 50.

- Солерастворитель. Объем 2,5 м3.

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 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- 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. Они используются для перекачки теплоносителя на «Нижний» тепловой пункт, а так же для теплоснабжения промплощадки «Перевал».

«Нижний» тепловой пункт укомплектован тремя сетевыми насосами 1-го контура и двумя сетевыми насосами 2-го контура: сетевые насосы 1-го контура – Д 315-71 - 2 шт. и Д 200-90 - 1 шт. – необходимы для возврата воды на котельную в связи с высоким перепадом высот; сетевые насосы 2-го контура – К 100-65-250 и К 90/85 – для циркуляции сетевой воды во внутриквартальном контуре. Подпитка тепловой сети от «Нижнего» теплового пункта происходит водой хозяйственно-питьевого качества без деаэрации.

Расход топлива котельной составляет 12470,0 тонны угля за 2018 год.

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

Фактический удельный расход условного топлива составил в 2018г. – 7404,70 т.у.т.

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

На сегодняшний день на котельной «Перевал» сложилась серьёзная и сложная ситуация. В настоящее время в работе один паровой котёл КЕ 6,5-14С (стационарный № 2). Установленная мощность котельной не обеспечивает потребностей в качественном теплоснабжении данного микрорайона

(установленная мощность 11,193 Гкал/час, а присоединённая нагрузка - 11,267 Гкал/час.)

По окончанию разрешённого срока эксплуатации в июле 2012 г. паровой котёл КЕ 6,5-14С (стационарный № 2) не подлежит дальнейшей эксплуатации (заключение экспертизы промышленной безопасности). Фактически на котельной микрорайона «Перевал» нет исправного и разрешенного для эксплуатации котельного оборудования.

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 2017-2018 гг.

Показатели	Значения показателей					
	2011 г.		2017г.		2018	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	31199,48	27656,5	н/д	36936,88	н/д	37341,29
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	1221,08	1221,1	н/д	1286,01	н/д	1286,01
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	29978,39	26435,4	н/д	35650,87	н/д	36055,28
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	200,6	224,77	н/д	204,6	н/д	224,77

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.

1.2.2.4. Котельная «СТРОЙКА»

Котельная «Стройка» была введена в эксплуатацию в 1970 г. Котельная оснащена водогрейными котлами марки КВ-0,7 – 3 шт., КВм-1,25 – 2 шт. Характеристики котлов приведены в таблице 1.9.

Общая установленная мощность котельной составляет 5,16 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 3,776 Гкал/час. Котельная загружена в полном объеме и, в случае выхода из строя одного из котлов в пиковые морозы, образуется дефицит тепловой энергии.

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-1,16-95ШП	2013	1	Не выше 7,0	0,6	ТШПМ 1,45. Механическая моноблочная с неподвижной решеткой с поворотными колосниками и механической
КВм-1,16-95ШП	2013	2	Не выше 7,0	0,6	
КВм-1,16-95ШП	2013	3	Не выше 7,0	0,6	
КВм-1,25	2018	4	Не выше 7,0	1,06	
КВм-1,25	2011	5	Не выше 7,0	1,06	

В котельной микрорайона «Стройка» существует двухконтурная система теплоснабжения (котловой контур, контур тепловой сети). Котельная укомплектована тремя сетевыми насосами Д-315-50.

Расход топлива за 2018 год составляет 5363,80 тонны угля. Норматив расхода топлива составляет 0,4221 т.н.т./Гкал

Фактический удельный расход условного топлива в 2018 год – 3196,30 т . у.т.

Общая протяженность тепловых сетей составляет 2,945 км

В 2011г. на котельной «Стройка» была произведена реконструкция, включающая в себя монтаж двух новых водогрейных котлов КВм-1,25 со вспомогательным оборудованием.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2017-2018 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 2017-2018 гг.

Показатели	Значения показателей					
	2011 г.		2017г.		2018	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	14057,41	12025,1	н/д	10933,0	н/д	11774,18
Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	244,88	254,16	н/д	246,5	н/д	254,16
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	131,937	131,9	н/д	157,11	н/д	157,11
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	13925,47	11893,2	н/д	10775,89	н/д	11617,07
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	247,2	256,98	н/д	253,06	н/д	256,98

Из данной таблицы видно, что производство тепловой энергии зависит от погодных условий. Однако из года в год явно растет норматив удельного расхода топлива на выработку и отпуск тепловой энергии. Этот рост обусловлен увеличивающимся износом оборудования и частичным выходом его из строя.

1.2.2.5. Котельная «СМП»

Котельная введена в эксплуатацию в 1977 году.

Общая установленная мощность котельной «СМП» - 3,5 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/см^2	Номинальная производительность, Гкал/час	Топочное устройство
КВм-1,16(1,0)	2016	1	Не выше 7,0	1,0	ТШПМ 1,45. Механическая моноблочная с неподвижной решеткой с поворотными колосниками и
КВм-1,16(1,0)	2005	2	Не выше 7,0	1,0	
КВСм-1,16 (1,0)	2010	3	Не выше 7,0	1,0	
КВр-0,6	2013	4	Не выше 7,0	0259	С неподвижной решеткой и ручной

Котельная укомплектована двумя сетевыми насосами для систем отопления и вентиляции КМ 80-50-200, двумя сетевыми насосами на горячее водоснабжение К 100-65-200.

Расход топлива за 2018 год составляет – 2869,0 тонны угля.

Норматив расхода топлива составляет – 0,4130 т . н .т./Гкал. Фактический расход условного топлива за 2018 год 1703,60 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» не обеспечивает стабильным теплоснабжением потребителей микрорайона. В котельной существуют проблемы из-за отсутствия химводоподготовки в технологической схеме котельной. В связи с этим при эксплуатации котлов внутри труб образуется толстый слой накипи, который приводит к разрушению трубной системы. Отсутствие циклонов на котельной приводит к преждевременному износу тягодутьевого оборудования и загрязнению окружающей среды.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2017-2018 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 2017-2018 гг.

Показатели	Значения показателей					
	2011 г.		2017г.		2018	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	8320,74	7863,59		6417,35	н/д	6099,49
Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	242,91	229,08	н/д	227,63	н/д	229,08
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	100,99	100,99	н/д	122,18	н/д	122,18
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	8219,74	7762,6	н/д	6295,17	н/д	5977,31
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг	245,9	232,06	н/д	236,3	н/д	232,06

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 1976 г. Характеристики котлов приведены в таблице 1.13.

Общая установленная мощность котельной составляет 0,518 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	1977	2	Не выше 7,0	0,259	

Котельная укомплектована двумя сетевыми насосами К20/30.

Расход топлива за 2018 год составляет 194,5 тонны угля. Норматив расхода топлива составляет 0,3694 т.н.т./Гкал.

Фактический удельный расход условного топлива в 2018 год – 135,0 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.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельнойза 2017-2018 гг. 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 2017-2018 гг.

Показатели	Значения показателей					
	2011 г.		2017г.		2018	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	8320,74	7863,6	н/д	564,82	н/д	548,01
Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	242,91	229,08	н/д	227,63	н/д	229,08
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	100,99	100,99	н/д	27,72	н/д	27,72
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	8219,74	7762,6	н/д	537,10	н/д	520,29
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	245,9	232,06	н/д	236,3	н/д	232,06

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 «Медрезев»

Котельная «Медрезерв» была введена в эксплуатацию в 1976 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 2018 год составляет 543,20 тонны угля. Норматив расхода топлива составляет 0,4056 т.н.т./Гкал

Фактический удельный расход условного топлива в 2018 год – 357,40 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 2017-2018 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 2017-2018 гг.

Показатели	Значения показателей					
	2011 г.		2017г.		2018	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	1491,16	1498,2	н/д	1375,12	н/д	1367,46
Средневзвешенный удельный расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	217,75	216,48	н/д	310,89	н/д	216,48
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	24,6	47,03	н/д	17,53	н/д	17,53
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	1466,56	1451,17	н/д	1357,59	н/д	1349,93
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	221,4	223,5	н/д	320,5	н/д	223,5

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 1976 г. Характеристики котлов приведены в таблице 1.17.

Общая установленная мощность котельной составляет 0,469 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 267,70 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.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2017-2018 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 2017-2018 гг.

Показатели	Значения показателей					
	2011 г.		2017г.		2018	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	832,68	806,34	н/д	1148,89	н/д	1088,46
Средневзвешенный удельный расхода топлива на производство тепловой	217,9	183,2	н/д	197,39	н/д	183,2
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	14,240	14,24	н/д	747,84	н/д	747,84
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	818,44	792,1	н/д	401,05	н/д	340,62
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	221,7	186,49	н/д	202,81	н/д	186,49

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/см2	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 2018 год составляет 418,50 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.

Динамика основных расчетных технико-экономических показателей работы котельной за 2017-2018 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 2017-2018 гг.

Показатели	Значения показателей					
	2011 г.		2017г.		2018	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	2226,15	2223,58	н/д	1271,75	н/д	1043,73
Средневзвешенный норматив удельного расхода топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	217,68	215,85	н/д	335,89	н/д	215,85
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал	30,443	87,57	н/д	33,21	н/д	33,21
Выработка тепловой энергии (отпуск в тепловую сеть), Гкал	2195,71	2136,0	н/д	1238,54	н/д	1010,52
Норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию, кг у.т./Гкал	220,7	224,7	н/д	353,96	н/д	224,7

1.2.2.10. Котельная «Сухой ручей»

Котельная «Сухой ручей» была введена в эксплуатацию в 2011 г. для теплоснабжения поселкового ДК и многоквартирного жилого дома. Характеристики котлов приведены в таблице 1.21.

Общая установленная мощность котельной составляет 0,051 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 2017-2018 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 2017-2018 гг.

Показатели	Значения показателей					
	2011 г.		2017г.		2018	
	план	отчет	план	отчет	план	отчет
Производство тепловой энергии, Гкал	н/д	362,2	н/д	223,76	н/д	290,97
Выработка электрической энергии, кВт*ч	н/д	н/д	н/д	2878220,0	н/д	288461,00

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 таблицах 1.23 – 1.32 приведена плановая динамика основных технико-экономических параметров работы котельного оборудования по каждой котельной на 2019 год.

Из приведенных таблиц видно, что паровые котельные потребляют около 4% тепловой энергии на собственные нужды, а водогрейные котельные – около 2%.

Таблица 1.23 - Динамика основных технико-экономических параметров работы «Центральной» котельной

Оборудование	Мощность котла, Гкал/час	Параметр	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год	Загрузка котла
КЕ25-14С №1	14,35	Выработка, Гкал	5735,6	5234,4	4620,1	4748,2	5736,4					4902,2			30976,9	
КЕ25-14С №2	14,35	Время работы, час	5735,6	5234,4	4620,1	4748,2					3262,7		6099,1	7831,1	37531,1	
КЕ25-14С №3	14,35			5234,4	4620,1									7831,1	17685,5	
Всего для котельной		Выработка, Гкал	**17206,8**	**15703,1**	**13860,4**	**9496,3**	**5736,4**				**3262,7**	**9804,4**	**12198,3**	**15662,1**	**102930,5**	
		Отпуск, Гкал	**16459,7**	**15032,7**	**13277,0**	**9102,4**	**5497,2**				**3124,8**	**9372,1**	**11676,3**	**14995,1**	**98537,2**	
		Собственные нужды, Гкал	**747,1**	**670,4**	**583,4**	**394,0**	**239,2**				**137,8**	**432,3**	**522,0**	**667,1**	**4393,4**	
			4,3%	4,3%	4,2%	4,1%	4,2%				4,2%	4,4%	4,3%	4,3%	4,3%	

Таблица 1.24 - Динамика основных технико-экономических параметров работы Котельной «Рудо»

Оборудование	Мощность котла, Гкал/час	Параметр	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год	Загрузка котла
КЕ10-14С №1	5,74	Выработка, Гкал	2059,8	1848,4								309,8	378,0	1826,5	6722,4	
КС10-14С №2	3,731	Время работы, час		1721,2	3248,7								1241,6	1736,2	7669,0	
КЕ 6.5-14С №3	5,74		1835,2			2369,0	1544,4				834,6	2064,5	1241,6		9868,4	
Всего для котельной		Выработка, Гкал	**3895,0**	**3569,6**	**3248,7**	**2369,0**	**1544,4**				**834,6**	**2374,2**	**2861,2**	**3562,7**	**24259,9**	
		Отпуск, Гкал	**3751,1**	**3436,3**	**3132,4**	**2283,9**	**1491,8**				**805,4**	**2290,3**	**2755,5**	**3430,7**	**23377,5**	
		Собственные нужды, Гкал	**143,8**	**133,3**	**116,3**	**85,1**	**52,6**				**29,2**	**83,9**	**105,7**	**131,9**	**882,4**	
			3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,4%				3,5%	3,5%	3,7%	3,7%	3,6%	

Таблица 1.25 - Динамика основных технико-экономических параметров работы котельной «Перевал»

Оборудование	Мощность котла, Гкал/час	Параметр	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год	Загрузка котла
КЕ6.5-14С №1	3,731		2562,7	2336,4	2087,9	1466,5					1035,4	1517,2	1852,0	2337,6	15195,7	
КЕ6.5-14С №2	3,731	Выработка, Гкал	744,0	672,0	744,0	720,0					360,0	744,0	720,0	744,0	5448,0	74,8%
КЕ6.5-14С №3	3,731	Время работы, час	2562,7	2336,4	2087,9	1466,5	1844,2					1517,2	1852,0	2337,6	16004,5	
Всего для котельной		Выработка, Гкал	**5125,3**	**4672,9**	**4175,7**	**2933,1**	**1844,2**				**1035,4**	**3034,3**	**3704,0**	**4675,3**	**31200,2**	
		Отпуск, Гкал	**4918,2**	**4485,1**	**4008,8**	**2818,9**	**1773,6**				**995,1**	**2911,9**	**3556,7**	**4488,3**	**29956,6**	
		Собственные нужды, Гкал	**207,1**	**187,8**	**166,9**	**114,2**	**70,7**				**40,4**	**122,4**	**147,2**	**186,9**	**1243,7**	
			4,0%	4,0%	4,0%	3,9%	3,8%				3,9%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	

Таблица 1.26 - Динамика основных технико-экономических параметров работы котельной «Стройка»

Оборудование	Мощность котла, Гкал/час	Параметр	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год	Загрузка котла
КВ-1.16	1,0	Выработка, Гкал	520,8	470,4	513,4	460,8	386,9				183,6	498,5		483,6	3517,9	
КВ-1.16	1,0	Время работы, час	744	672	744	720	648				360	744		744	5376	52,3%
КВ-1.16	1,0		520,8	470,4	513,4	460,8	386,9						482,4	483,6	3318,2	
КВ-1,25	1,08		744	672	744	720	648						720	744	4992	53,2%
КВ-1,25	1,08		373,7	345,6	372,6	328,8					124,5		361,1	336,3	2242,5	
Всего для котельной		Выработка, Гкал	2162,6	1977,5	1772,0	1250,4	773,8				432,6	1277,4	1565,6	1976,0	13187,8	
		Отпуск, Гкал	2140,4	1957,3	1754,0	1238,4	766,4				427,9	1264,1	1548,7	1955,3	13052,6	
		Собственные нужды, Гкал	22,2	20,1	18,0	12,0	7,4				4,7	13,3	16,8	20,7	135,2	
			1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%				1,1%	1,0%	1,1%	1,0%	1,0%	

Таблица 1.27 - Динамика основных технико-экономических параметров работы котельной «Дом Ребенка»

Оборудование	Мощность котла, Гкал/час	Параметр	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год	Загрузка котла
КВД	0,488	Выработка, Гкал	139,4	113,7	175,3	103,6						131,9	146,2	113,8	923,8	
КВД	0,488	Время работы, час	92,9	75,8			74,7	58,7	45,5	45,3	73,8			75,8	542,5	
Всего для котельной		Выработка, Гкал	**232,3**	**189,4**	**175,3**	**103,6**	**74,7**	**58,7**	**45,5**	**45,3**	**73,8**	**131,9**	**146,2**	**189,6**	**1466,4**	
		Отпуск, Гкал	**227,9**	**185,6**	**171,8**	**101,4**	**73,0**	**58,1**	**44,8**	**44,7**	**72,7**	**129,1**	**143,2**	**185,5**	**1437,7**	
		Собственные нужды, Гкал	**4,4**	**3,9**	**3,4**	**2,2**	**1,7**	**0,7**	**0,7**	**0,7**	**1,1**	**2,9**	**3,0**	**4,1**	**28,7**	
			1,9%	2,0%	2,0%	2,1%	2,3%	1,2%	1,4%	1,5%	1,5%	2,2%	2,1%	2,2%	2,0%	

Таблица 1.28 - Динамика основных технико-экономических параметров работы котельной «Ростелеком»

Оборудование	Мощность котла, Гкал/час	Параметр	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год	Загрузка котла
КВД	0488	Выработка, Гкал	52,9	96,4	85,4	58,9	35,0							48,3	376,9	
Универсал 6	0,259	Время работы, час	52,9								20,1	61,0	75,6	48,3	257,9	
Всего для котельной		Выработка, Гкал	**105,8**	**96,4**	**85,4**	**58,9**	**35,0**				**20,1**	**61,0**	**75,6**	**96,5**	**634,8**	
		Отпуск, Гкал	**103,1**	**94,2**	**83,4**	**57,5**	**34,1**				**19,6**	**59,5**	**73,8**	**94,1**	**619,3**	
		Собственные нужды, Гкал	**2,6**	**2,2**	**2,1**	**1,4**	**0,9**				**0,5**	**1,5**	**1,8**	**2,4**	**15,5**	
			2,5%	2,3%	2,4%	2,4%	2,6%				2,7%	2,5%	2,4%	2,5%	2,4%	

Таблица 1.29 - Динамика основных технико-экономических параметров работы котельной «Медрезерв»

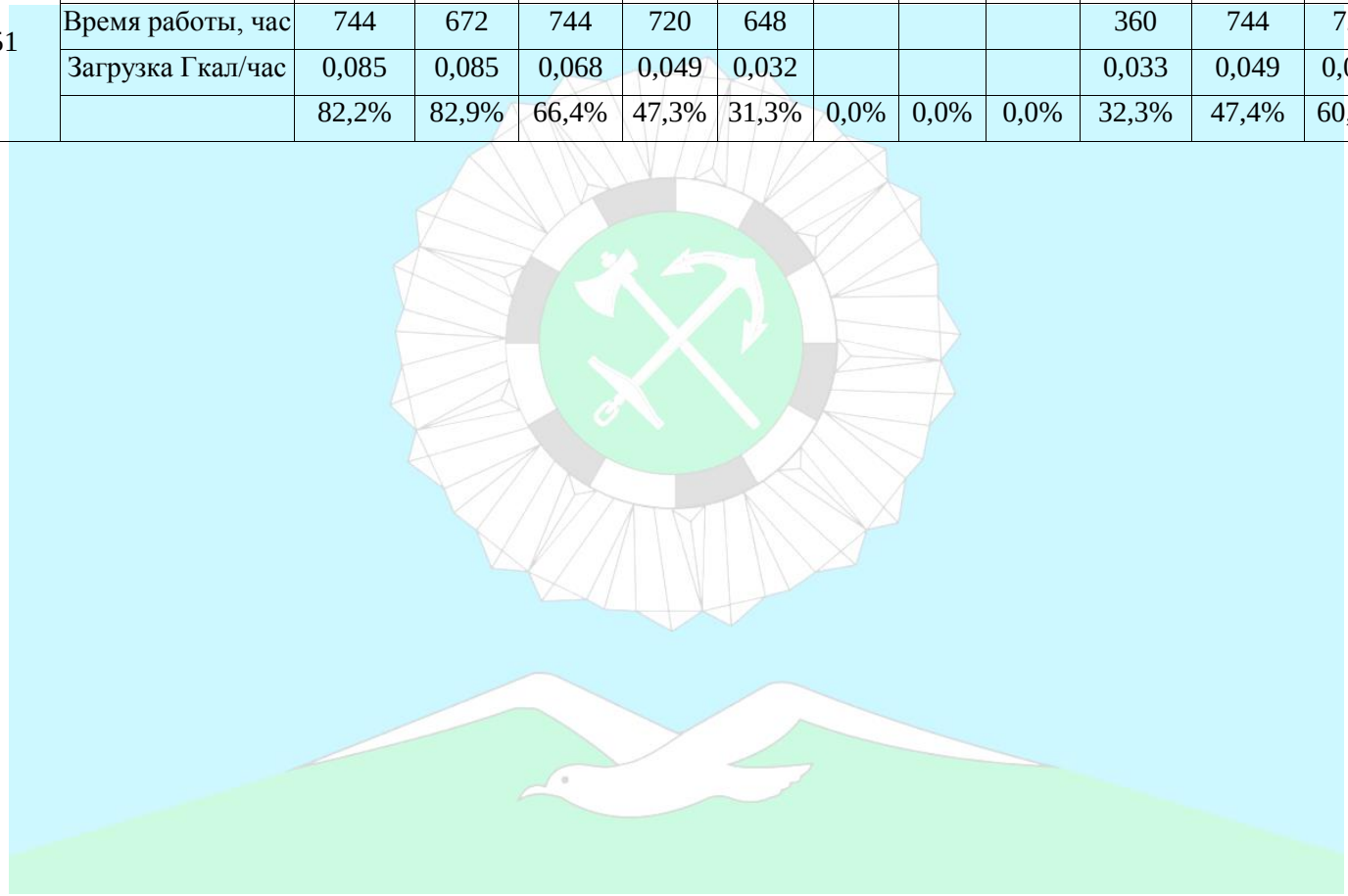
Оборудование	Мощность котла, Гкал/час	Параметр	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год	Загрузка котла
КВр-0,6КБ	0,6	Выработка, Гкал	79,2	72,4	66,7	99,1	66,7							72,3	456,3	
КВр-0,6КБ	0,6	Время работы, час	79,2	72,4	66,7						35,2	98,2	116,9	72,3	541,0	
Всего для котельной		Выработка, Гкал	**158,3**	**144,8**	**133,5**	**99,1**	**66,7**				**35,2**	**98,2**	**116,9**	**144,7**	**997,3**	
		Отпуск, Гкал	**153,9**	**141,2**	**130,3**	**97,0**	**65,4**				**34,5**	**95,8**	**114,1**	**140,9**	**973,0**	
		Собственные нужды, Гкал	**4,4**	**3,6**	**3,2**	**2,1**	**1,3**				**0,7**	**2,3**	**2,8**	**3,8**	**24,3**	
			2,8%	2,5%	2,4%	2,1%	1,9%				2,1%	2,4%	2,4%	2,6%	2,4%	

Таблица 1.30 - Динамика основных технико-экономических параметров работы котельной «Собственная база»

Оборудование	Мощность котла, Гкал/час	Параметр	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год	Загрузка котла
КВД	0,488		119,3	109,3	99,2	71,7							87,5	109,1	596,0	
Универсал-6	0,259	Выработка, Гкал Время работы, час					46,0				25,0	72,0			144,0	48,3%
Всего для котельной		Выработка, Гкал	119,3	109,3	99,2	71,7	46,0				25,0	72,0	87,5	109,1	740,0	
		Отпуск, Гкал	117,1	107,2	97,3	70,3	45,2				24,6	70,7	85,6	107,0	725,0	
		Собственные нужды, Гкал	2,3	2,0	1,9	1,4	0,8				0,4	1,3	1,9	2,1	15,0	
			1,9%	1,9%	1,9%	1,9%	1,7%				1,5%	1,8%	2,1%	1,9%	2,0%	

Таблица 1.31- Динамика основных технико-экономических параметров работы котельной «Сухой ручей»

Оборудование	Мощность котла, Гкал/час	Параметр	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	Год
РТЕ-60 2 шт	0,051	Выработка, Гкал	63,0	57,4	50,9	35,1	20,9				12,0	36,3	45,0	57,5	378
		Время работы, час	744	672	744	720	648				360	744	720	744	5352
		Загрузка Гкал/час	0,085	0,085	0,068	0,049	0,032				0,033	0,049	0,063	0,077	0,071
			82,2%	82,9%	66,4%	47,3%	31,3%	0,0%	0,0%	0,0%	32,3%	47,4%	60,7%	75,0%	68,6%



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

Отказы оборудования источников тепловой энергии к маю 2019 г. отсутствуют

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.

На основании предоставленной информации следует вывод, что запреты на дальнейшую эксплуатацию источников тепловой энергии отсутствуют, однако имеются предписания о запрете эксплуатации котлоагрегатов котельной «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.

Общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 52,91 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	23,36	95/70
Котельная «Рудо»	вода	10,78	95/70
Котельная «Перевал»	вода	10,20	110/70
Котельная «Стройка»	вода	3,44	75-60
Котельная «Дом Ребенка»	вода	0,06	75-60
Котельная «СМП» *(отопление/ГВС)*	вода	*2,57/1,435*	75-60
Котельная «Ростелеком»	вода	0,14	75-60
Котельная «Медрезерв»	вода	0,52	75-60
Котельная «Сухой ручей»	вода	0,39	75-60
Котельная «Собственная база»	вода	0,202	75-60

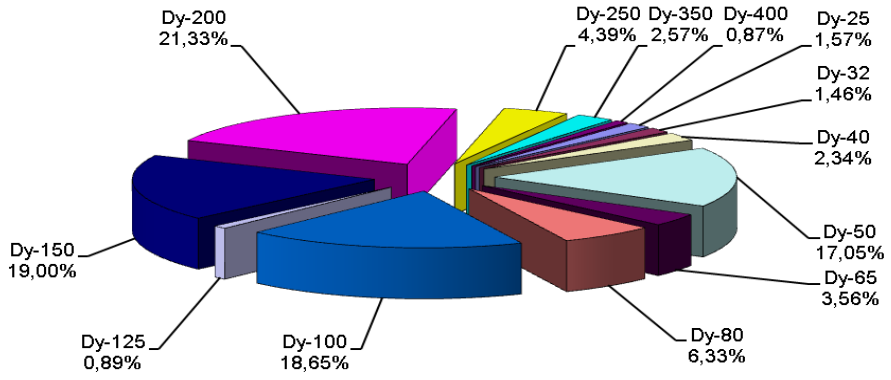


Рисунок 1.3 – Доля тепловых сетей по диаметрам

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 отсутствуют, 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 три центральных тепловых пункта: от «Центральной» котельной, от котельной «Перевал» и на базе закрытой котельной ЦРБ.

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
«Центральный»	Сетевой	Д 630/90	2	ПСВ-315-14-	кожухо-трубный	пар/вода	отопление +ГВС	3
		Д 200/90	1					
	конденсатный	К90/45	2					
«Нижний»	сетевой	Д315-71	2	14-273*4-1,0-РГ-480.0	кожухо-трубный	вода/вода	отопление +ГВС	2
		Д 200-90	1					
	2-го контура	К100-65-250	1	ПСВ-315-14-	кожухо-трубный	вода/вода	отопление +ГВС	2
		К 90/85						
	подпиточный	КМ 45/30	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.

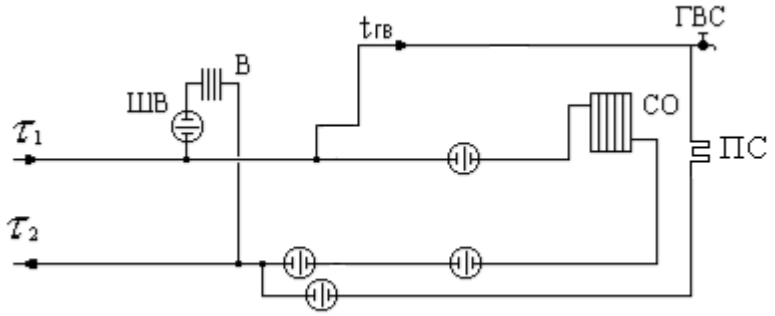


Рисунок 1.4 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением к системе отопления

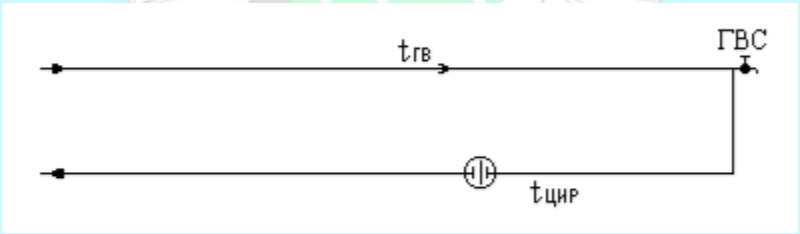


Рисунок 1.5 – Потребитель с открытым водоразбором и циркуляционной линией для микрорайона «СМП»

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 «Медрезерв	Котельная «Сухой	Котельная «Собственная база»	Сумма
	Длина трубопроводов в двухтрубном исчислении, м										
27	288,5	30	227	6		10	30	40		0	631,5
33	419	0	120	10						0	549
40	54	56	749	15						4,6	878,6
50	3610,5	963,7	382	384,4	60	757	24	50	35	187	6453,6
69	687,4	88	354	52		80	74,5				1335,9
82	1521,4	167,8	110	120		457					2376,2
100	2440,6	2661	50	744,8		1097		430		10	7433,4
125	155	100	10	70							335
150	3719,4	1884	209	781		543					7136,4
207	2684,6	200	4707	418,5							8010,1
259	1515		132	0							1647
359	769,6		195	0							964,6
408	293		35	0							328
Сумма:	***18158***	***6150,5***	***7280***	***2601,7***	***60***	***2944***	***128,5***	***520***	***35***	***201,6***	***38079,3***

Всего протяженность водяной сети теплоснабжения составляет **52,910** 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

Наименование системы теплоснабжения			Котельная «Центральная»	Котельная «Рудо»	Котельная «Перевал»	Котельная «Стройка»	Котельная «Дом Ребенка»	Котельная «СМП»	Котельная «Ростелеком»	Котельная «Медрезерв»	Котельная «Собственная база»	В целом по предприятию
Годовые затраты и потери теплоносителя, куб.м(т)	с утечкой		12395,27	2750,9	6592,68	1351.94	4.960	578.052	7.394	104.310	36.46	23598,4
	Технологические затраты	на пусковое заполнение	1219,93	226,8	648,878	133.07	0.000	0.000	0.000	10.27	0.000	2238,9
		на регламентные	406,64	90,3	216,293	44.36	0.118	18.97	0.243	3.42	1.19	774,2
		всего	1626,57	317,0	865,17	177.42	0.118	18.97	0.243	13.69	1.19	3013,1
	всего		14021,84	3067,9	7457,79	1529.36	5.078	597.02	7.64	117.99	37.66	26611,5
Годовые затраты и потери теплоэнергии, Гкал	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	34,89	1530,7	54,9	290,97	156,63	28699,9

*Испытаний на фактические потери не проводилось.

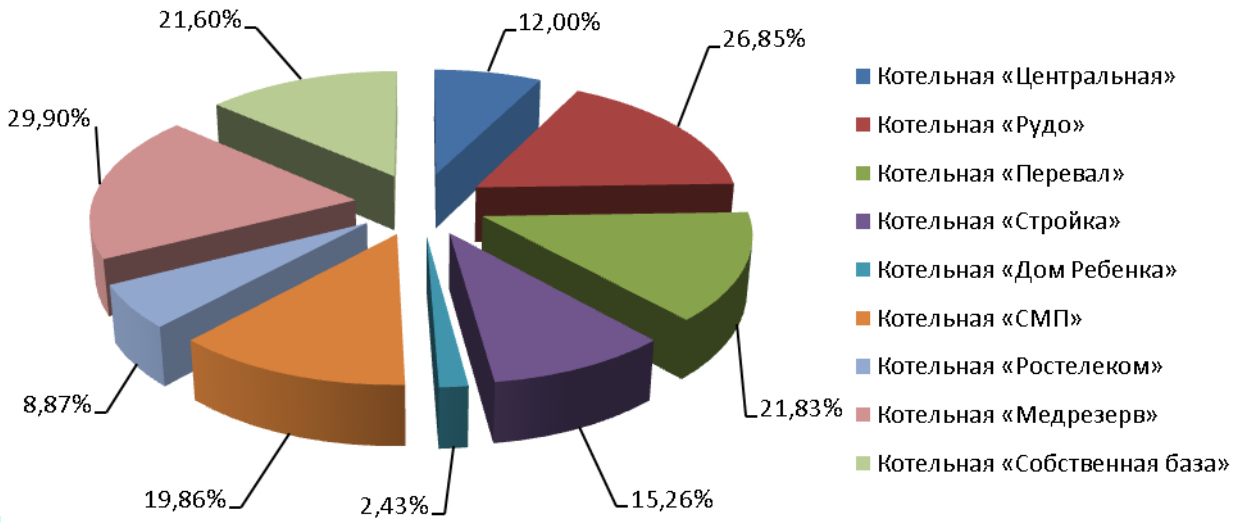


Рисунок 1.6 - Доля потерь в тепловых сетях к отпуску с котельных

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.

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.

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

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

Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора. При доступной поверхности трассы, 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.

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.

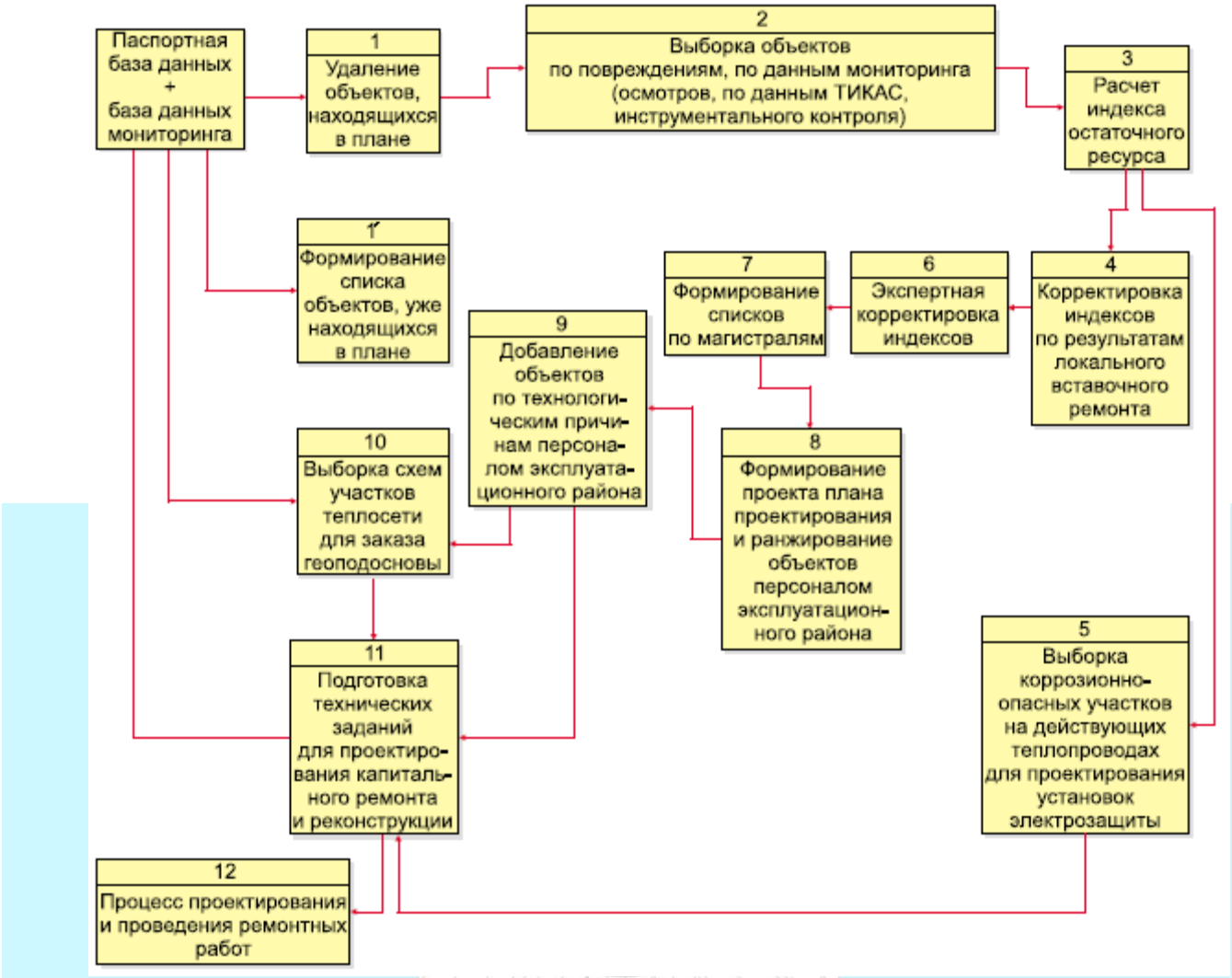


Рисунок 1.7 – Схема формирования плана проектирования и перекладок

Общая протяженность тепловых сетей 37,6 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/см2), системы отопления с чугунными отопительными приборами давлением 1,25 рабочего, но не ниже 0,6 МПа (6 кгс/см2), а системы панельного отопления давлением 1 МПа (10 кгс/см2) (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», находиться 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 тепловых потерь на 2014 год в целом по городскому поселению. Расчет изменения доли тепловых потерь к отпуску в тепловые сети за 3 года приведен в таблице 1.39.

Таблица 1.39 – Доля тепловых потерь за 2017-2018 гг.

Нормативные потери в тепловых сетях ,Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал		
	2011	2017	2019
33810,4	148 177,60	167797,21	33 303,363
Доля потерь, %	22,8%	20,1%	19,26%

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 5 лет документально не зафиксированы.

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 не предоставлена

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.

		штук	Установленная	Количество	Присоединенная нагрузка,Гкал/час		
№ пп	Котельная	котельных	мощность, Гкал/час	котлов	объектов	Потери в сетях	Всего
1.	Центральная*	1	43,05	3	27,13450	2,46666	29,601
2.	Перевал	1	15,211	3	9,18030	2,08639	11,267
3.	Рудо	1	15,211	3	5,7776	1,00734	6,785
4.	Стройка	1	11,193	5	3,40590	0,37010	3,776
5	Дом ребенка	1	0,976	2	0,24733	0,00572	0,253
6	Собств. База	1	5,16	2	0,21310	0,02819	0,241
7	Ростелеком	1	3,5	2	0,1636	0,00901	0,173
8	СМП	1	0,967	4	1,7233	0,28034	2,004
9	Медсклады	1	1,2	2	0,4199	0,04781	0,468
10	эл.котельная Сухой ручей	1	0,518	1	0,1182	0	0,118
	ИТОГО	10	81,80	27	48,3837	6,3016	54,685

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.

Имеются случаи применение централизованного поквартирного отопления на территории города в малоэтажной застройке для квартир ветеранов ВОВ.

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

1.5.6. Описание значений тепловых нагрузок, указанных в договорах теплоснабжения

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

Наименование потребителя	Местонахождение (Адрес)	Теплоисточник
Муниципальное бюджетное учреждение "Цетр спорта культуры и досуга"	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 85 а	Центральная
Муниципальное бюджетное дошкольное учреждение "Детский сад общеразвивающего вида № 12 г.Слюдянки"	665904,г.Слюдянка,ул.Куприна,53,55	Перевал
ФГБУ "Центральное жилищно-коммунальное управление" Министерства обороны Российской Федерации	665904,г.Слюдянка,ул.Карбышева,8	Рудо
Муниципальное бюджетное учреждение "Межпоселенческая центральная библиотека Слюдянского района"	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина,83Б	Центральная
Муниципальное бюджетное учреждение культуры " Дом культуры Перевал Слюдянского муниципального района района"	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина,8а	Перевал
Управление министерства социального развития, опеки и попечительства Иркутской области по Слюдянскому району	665904,г.Слюдянка, ул.Советская, 34; Ленина, 113	Центральная
Администрация Слюдянского городского поселения Слюдянского района	665904,г.Слюдянка, ул.Советская, 34	Центральная
Муниципальное бюджетное учреждение дополнительного образования "Дом детского творчества г.Слюдянки"	665904,г.Слюдянка,ул.Фрунзе,14	Перевал
Муниципальное бюджетное образовательное учреждение дополнительного образования " Детская школа искусств г.Слюдянки"	665904,уг.Слюдянка,ул.Слюд.красногвардейцев,36	Центральная
Муниципальное бюджетное образовательное учреждение дополнительного образования " Детско-юношеская спортивная школа г.Слюдянки"	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина,1Е	Перевал
Управление Пенсионного фонда Российской Федерации (государственное учреждение) в Слюдянском районе Иркутской области	665904,г.Слюдянка,пер. Базовый,5	Стройка

Федеральное государственное бюджетное учреждение"Федеральная кадастровая палата Федеральной службы государственной регистрации ,кадастра и картографии"	665904 г. Слюдянка, ул. Ржанова 4	Центральная
Областное государственное бюджетное учреждение социального обслуживания "Комплексный центр социального обслуживания населения Слюдянского района"	665904,г.Слюдянка,ул.Школьная,4	Рудо
Федеральное государственное казенное учреждение «3 отряд федеральной противопожарной службы по Иркутской области»	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 2а	Перевал
Государственное бюджетное учреждение здравоохранения «Областная детская туберкулезная больница»	665904,г.Слюдянка,ул.Шахтерская, 14	Дом ребенка
МБДОУ "Детский сад общеразвивающеговида №5 Радуга	ул.Слюдянских красногвардейцев,9а	Центральная
Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Иркутской области	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 83а	Центральная
Межрайонное управление министерства опеки и попечительства Иркутской области №1	ул.Ленина,113	Центральная
Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение средняя общеобразовательная школа №49 г.Слюдянки	665904,г.Слюдянка,Тонконога,21	Центральная
Отдел Министерства внутренних дел Российской Федерации по Слюдянскому району	665904,г.Слюдянка,ул.Кутелева,53	Центральная
Детский сад № 8 "Солнышко"	Ленина23а	СМП
Муниципальное казенное учреждение «Комитет по управлению муниципальным имуществом и земельным отношениям муниципального образования Слюдянский район»	665904,г.Слюдянка,Ржанова,4	Центральная
МКУ "МЦБ"	Ржанова,4	центральная
МКУ "Комитет по социальной политике и культуре МО Слюд.р-н	Ржанова,4	центральная
Служба Записи Актов Гражданского Состояния Иркутской области	665904,г.Слюдянка,Советская, 50	Центральная
Управление Судебного департамента в Иркутской области	665904,г.Слюдянка,ул.Кутелева,53	Центральная
Прокуратура Иркутской области	665904,г.Слюдянка,ул.Кутелева,54	Центральная

Следственное управление Следственного комитета Российской Федерации по Иркутской области	665904,г.Слюдянка,ул.Кутелева,53	Центральная
Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение средняя общеобразовательная школа №4 г.Слюдянки	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина,90	Центральная
ФБУЗ "Центр гигиеныи эпидемиологии в Иркутской области"	Г.Слюдянка,ул. Ленина 83 А	Центральная
Федеральное бюджетное учреждение здравоохранения "Центр гигиены и эпидемиологии В Иркутской области"	665904,г.Слюдянка,ул.Гранитная, 3, Перевальская	Рудо
Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение средняя общеобразовательная школа №2 г.Слюдянки	665904,г.Слюдянка,ул.Куприна,2	Перевал
ФКУ "Налог-Сервис" ФНС России	665904,г.Слюдянка,ул.Советская,34 а	Центральная
Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение средняя общеобразовательная школа №50 г.Слюдянки	665904,г.Слюдянка,ул.Слюд.красно гвардейцев,9	Центральная
Муниципальное бюджетное учреждение здравоохранения Слюдянская районная больница	665904,г.Слюдянка,ул.Советская,23	Центральная
Муниципальное казенное учреждение "Комитет финансов муниципального образования Слюдянский район"	665904, г.Слюдянка, ул.Ленина, 110	Центральная
Администрация муниципального образования Слюдянский район	665904,г.Слюдянка,ул.Ржанова,2	Центральная
Муниципальное бюджетное общеобразовательное учреждение основная общеобразовательная школа №1 г.Слюдянки	665904,г.Слюдянка,у.Гранитная,1	Рудо
Муниципальное бюджетное дошкольное учреждение Детский сад №1 г.Слюдянки	665904,уг.Слюдянка,ул.Советская,5 8	Центральная
Муниципальное бюджетное дошкольное учреждение "детский сад общеразвивающего вида № 6 г.Слюдянки"	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина,106	Центральная
Министерство финансов Иркутской области	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 110	Центральная
Управление федерального казначейства по Иркутской области	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 83а	Центральная
Управление Федеральной службы государственной регистрации, кадастра и картографии по Иркутской области (Управление Росреестра по Иркутской области"	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 85а	Центральная
Областное государственное казенное учреждение	Менделеева	Медсклады

здравоохранения «Областной медицинский центр мобилизационных резервов «Резерв»		
Общество с ограниченной ответственностью "Сибирь"	665904,г.Слюдянка,ул.Советская ,23а	Центральная
ООО "Стоматологический центр "Жемчужный"	665904,г.Слюдянка,пер.Пионерс кий, 3/101	Центральная
ИП Ерусланкина Н.А.	665904,г.Слюдянка,ул.Советская 11	Центральная
Частное дошкольное образовательное учреждение "Детский сад №213 открытого акционерного общества "Российские железные дороги"	665904,г.Слюдянка,ул.Кутелева, 35	Центральная
Негосударственное учреждение здравоохранения "Узловая поликлиника на ст.Слюдянка ОАО "РЖД"	665904,г.Слюдянка,ул.Советская ,23	Центральная
ООО "Сферасервис"	665904,г.Слюдянка,ул.Захарова, 5; Ленина, 97	Центральная
Владелец нежилого помещения Титов О.А	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, д. 110, д. 93/1	Центральная
ИП Макушев А.А.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 95	Центральная
ООО Санаторий "Жемчужина Сибири"	665904,г.Слюдянка,ул.Слюд.крас ногвардейцев,57	Рудо
ИП Коломейцева Н.В.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 95	Центральная
Федеральное государственное предприятие «Ведомственная охрана железнодорожного транспорта РФ»	665904,г.Слюдянка,ул.40 лет октября, 2	Центральная
Восточно-Сибирская региональная дирекцияДирекция железнодорожных вокзалов – структурного подразделения Дирекции железнодорожных вокзалов-филиала ОАО "РЖД"	665904,г.Слюдянка,ул.Тонконога	Центральная
ООО "Ануш"	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина 130	Центральная
ИП Шульц М.П.	665904,г.Слюдянка,ул. Ленина, 23; Ленина, 95	Центральна
ИП Шульц М.П.	665904,г.Слюдянка,ул.Фрунзе, 10;	Перевал
ИП Тарасова М.И.	Ленина27а маг Ступени	СМП
ИП Вакуленко Л.В.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина 108	Центральная

ИП Степанов А.В.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина 108-2	Центральная
ИП Бочаров А.С.	665904,г.Слюдянка,ул.П. Коммуны, 84/41	Рудо
ИП Иванова Г.А.	665904,г.Слюдянка,ул.Горняцкая ,4	Рудо
ЗАО "Дорожник"	665904,г.Слюдянка,ул.Солнечная 22	СМП
ИП Тарасова О.Н.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина1А -11	Стройка
ООО "Агарти"	665904,г.Слюдянка,ул.Пушкина, 3-б	Центральная
ИП Капотина Светлана Алексеевна	665904,г.Слюдянка,ул.Советская ,28/1	Центральная
ООО "Эко-Хим"	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина,1Б -1; Ленина, 108-10	Центральная
Муниципальное унитарное предприятие "Информационно-расчетный центр Слюдянского муниципального образования"	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина,12 4	Центральная
ИП Бурлакова М.А.	665904,г.Слюдянка, Советская, 50а,Ленинградская,4	Центральная
ООО "Селеста"	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 118-5	Центральная
Частное общеобразовательное учреждение «Школа-интернат №23 среднего общего образования ОАО «РЖД»	665904,г.Слюдянка,ул.Советская ,21	Центральная
Иркутская дирекция материально-технического обеспечения – структурное подразделение Росжелдорснаба – филиала ОАО «РЖД»	665904,г.Слюдянка,ул.Горная,60	Центральная
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
ООО "СВК- Иркутск"	665904,г.Слюдянка,Базов. пер., 5литБ	Стройка
ПАО Восточный экспрес банк (ПАО КБ "Восточный")	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 93-26 д/пом	Центральная
ОАО "РЖД" Восточно-Сибирская дирекция по эксплуатации зданий и сооружений-структурного подразделения ВСЖД-филиала ОАО "РЖД"	665904, г.Слюдянка, ул.Железнодорожная	Центральная

ИП Андриевская Е.П.	665904,г.Слюдянка,ул.Фрунзе, 8	Перевал
ООО «Траст»	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 94;	Центральная
ОАО "Ангарскцемент"	665904,г.Слюдянка,ул. Фрунзе,5б кв6,9,10,31	Перевал
ИП Хаюк	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 92 а	Центральная
Российское объединение инкассации(Росинкас)Центрального банка Российской Федерации(Банка России)	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 110	Центральная
ИП Бенкс А.Э.	665904,г.Слюдянка,ул.Бабушкина, 24 "А"	Центральная
ИП Шестакова Н.В.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 108-2	Центральная
ИП Дорофеева В.В.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 3 "б"	Стройка
ИП Петрусева Г.В.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 3 "б"	Стройка
ИП Мамонова Г.М.	665904,г.Слюдянка,ул.Советская, 30-А	Центральная
ИП Волков С. В.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 118-1а	Центральная
ИП Волкова Н.С.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 118-6	Центральная
ИП Парников Н.С.	665904,г.Слюдянка,ул.Куприна, 46, пом. 1; Амбулаторная, 26/1 ; пер.Красногвард,2/1,Амбулаторная 24/д	Перевал
ИП Иванов А.И.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 77-79	Центральная
ИП Притыко О.А.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 116	Центральная
ИП Горева А.Б.	665904,г.Слюдянка,ул.П. Коммуны, 82-55, П. Коммуны, 84-101	Рудо
ИП Щербатюк Т.С.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 93-17	Центральная
ИП Кастюро С.А.	665904,г.Слюдянка,п. Почтовый 1	Центральная
ИП Абраамян С.А.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 92-а	Центральная
ИП Афанасьев К.С.	665904,г.Слюдянка,ул.Советская, 19	Центральная

ОАО "Восточно-Сибирский транспортный коммерческий банк"	665904,г.Слюдянка,ул.Советская , 20	Центральная
ООО "Гюмри"	665904,г.Слюдянка,ул.Школьная 9,	Рудо
ИП Умнова Т.В.	665904,г.Слюдянка,ул.40 лет Октября, 49-а, Ленина 101	Центральная
ИП Джалалов Р.А.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 101-Б	Центральная
ИП Гусейнов Д.Х.	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина, 101-Б	Центральная
ИП Терентьева Г.В.	665904,г.Слюдянка,м-н Береснева маг.Дарья	СМП
Кущ А.А.	665904,г.Слюдянка,ул..Ленина, 101-Б	Центральная
ООО Славянка	665904,г.Слюдянка,ул..Ленина, 23/1	СМП
ООО "Море пива"	665904,г.Слюдянка,Базовый пер., 5	Стройка
Вита-Дент	665904,г.Слюдянка, ул.Пушкина,7	Центральная
ИП Борисова О.А.	665904,г.Слюдянка, ул.Ленина, 130-а	Центральная
ИП Зинуров Г.Т.	665904,г.Слюдянка, ул.Шахтерская29	Рудо
ПАО "Междугородной и международной электрической связи"Ростелеком"	г.Слюдянка, ул.Ржанова, 4,	Центральная
Местная православная религиозная организация "Приход Свято-никольский"	665904,г.Слюдянка,ул.Пар.комм уны,86-7	Рудо
ООО "Олимп"	665904 г. Слюдянка, ул. Советская, 37	Центральная
ИП Соломина	665904 г. Слюдянка, ул. Пролетарская,40	Собственная база
Федеральное государственное унитарное предприятие "Почта России"	665904 г. Слюдянка, ул. Ржанова 4	Центральная
ООО "Кеплер"	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 77	Центральная
ООО Ауксилиум	665904 г. Слюдянка, ул. Бабушкина 1б	Центральная
ООО Акватранс		Центральная
ИП Недорода А.В.	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 95	Центральная
ИП Предит М.Г.	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 95	Центральная

ИП Лещук О.В.	665904 г. Слюдянка, ул. Советская48/1	Центральная
ООО Аптека Байкальская	665904 г. Слюдянка, ул. Советская, 42	Центральная
ОАО ЖТК	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина,111	Центральная
ИП Семенова Татьяна Валерьевна	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина,87-1	Центральная
ООО Стоки	665904 г. Слюдянка, ул.Пролетарская,40	Перевал
ООО "Версаль+"	665904,г.Слюдянка,ул.Ленина,136,ул.Советская46,а	Центральная
ИП. Андриевская В.И.	ул.Ленина87-15	Центральная
Багиров Абидин Губад оглы	ул.Ленина,97-19	Центральная
Сумцова А.Н.	пер.Рудничный,2а	Рудо
ООО "БТИ по Слюдянскому району"	ул.Ленина83а	Центральная
ИП Романюк	ул.Фрунзе,7	Перевал
ООО Байкал Инфо Тех	Колхозная,5-10	Центральная
ИП Богомолов	Пар.коммуны82-55	Рудо
Ип Сороковиков	ул.Ленина,кафе Панорама	Стройка
ООО Перевал	ул.Фрунзе,5	Перевал
ООО Лидер-Дент	ул.Фрунзе,1-9	Перевал
ИП Греб К.А.	ул.Советская,50-26	центральная
Ип михайличенко О.В.	м-рн Березовый,9-3	Перевал
ИП Мухамедзянова Н.В.	м-рн Березовый,4	Перевал
Ип Молчанов С.Ю.	Ленина,92/4	Центральная
ООО Эко-хим маркет	Пушкина1-3	центральная
ООО Исида	Советская,27 пом1	центральная
ООО Маяк	Советская,19б	центральная
ООО "ТелеНэт"	Ржанова,5	центральная
ООО Курбатов	Ленина,99/2	центральная
ОАО "Сибирское ипотечное общество"	ул.Ленина 99 пом10	центральная
Ип Рябинина	ул.Советская,34	центральная
Притыко И.А	ул.Ленина 116	центральная
Владелец гаража, в лице Попова Альберта Юрьевича	ул.Слюдяная, д.4А,	центральная
Владелец гаража, в лице Попова Эдуард Альбертович	ул.Слюдяная, д.4А,	центральная
Калюжная Виктория Игоревна	ул.Менделеева , д. 5	Мед склады
Шелехова Мария Геннадьевна	ул.Менделеева , д. 6	Мед склады
ИП Носырева Ирина Тарасовна	ул. Ленина 89, кв.13	Центральная
Владелец помещения Адамян Акоп Саркисович	Слюдянка, ул. Кутелева, д.59	Центральная
Макаров В. А.	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 99	Центральная

Коваленко Олеся Владимировна	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина 118/3	Центральная
Казанцев Михаил Владимирович	665904 г. Слюдянка, ул. Фрунзе 1/3	Перевал
Гуральников Евгений Олегович	665904 г. Слюдянка, ул. Фрунзе 1/4	Перевал
Гуральников Олег Александрович	665904 г. Слюдянка, ул. Амбулаторная 3/1	Перевал
Анцифиров Виктор Васильевич	665904 г. Слюдянка, ул. Менделеева4а	Стройка
Дружинина Н.Г.	665904 г. Слюдянка, ул. Комсомольская,35	Центральная
Вострикова Е.А.	665904 г. Слюдянка, ул. Горная,41	Центральная
Шапошников геннадий Иванович	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-6	Рудо
Усольцев Сергей Александрович	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-5	Рудо
Москвин В.А.	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-7	Рудо
Комаров П.Д.	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-10	Рудо
Лукьяненко И.Н.	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-3	Рудо
Котенев И.А.	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-4	Рудо
Ахметчин Валерий Саханович	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-11	Рудо
Кузнецов Валерий Кириллович	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-12	Рудо
Козлов Валентин Валентинович	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-2	Рудо
Виноградов В.С	665904 г. Слюдянка, ул. Школьная,1а-8	Рудо
Шунина Р.В.	665904 г. Слюдянка, ул.Пушкина,12	Центральная
Пермяков Г.П.	665904 г. Слюдянка, ул.Октябрьская,15	Центральная
Малых Б.М.	Заречная,4	Стройка
Насыров Н.Р.	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина87 пом2	Центральная
Москвин В.В.	ул.Фрунзе1/2	Перевал
Малых С.И.	Энтузиастов,5	Стройка
Цогла А.И.	Энтузиастов,11	Стройка
Лобачева	Заречная,12	Стройка
Гордеева Е.М.	Шахтерская,19	Рудо
Харитонова	Энтузиастов,1	Стройка
Луцик Р.З.	Энтузиастов,9	Стройка

Симоненко Н.С.	Ржанова,4 гаражи потери	центральная
Михайличенко О.В.	Героя Ивана Тонконог,49	центральная
Лоза В.К	пер.Солнечный,11	СМП
Агаева Г.Ф	.Слюдянка, ул.Ленина, дом 130, пом. 35	центральная
ООО "КЭШ плюс"	665904 г. Слюдянка, ул. Ленина,116	центральная
ИП Манзюк	г. Слюдянка, ул.Советская 19 А	центральная
ИП Дьяченко	г.Слюдянка ,ул.Фрунзе,7	Перевал
ИП Орлова	г. Слюдянка, ул.Советская 19 А	центральная
ИП Колесник	г. Слюдянка, ул.Советская 19 А	центральная

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	43,05	43,05	43,05 15,211
Рудо	15,211	15,211	15,211
Перевал	11,193	11,193	11,193
Стройка	0,976	0,976	0,976
СМП	5,16	5,16	5,16

Дом Ребенка	3,5	3,5	3,5
Медрезерв	0,967	0,967	0,967
Ростелеком	1,2	1,2	1,2
«Собственная База»	0,518	0,518	0,518
Сухой ручей	0,468	0,468	0,468

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	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв (+)/ дефицит (-),	
			Гкал/ч	%
Центральная	43,05	29,601	13,449	14,54335
Рудо	15,211	6,785	8,426	9,934598
Перевал	11,193	11,267	-0,074	22,41876
Стройка	5,16	3,776	1,384	38,56898
СМП	3,5	0,173	0,574	43,27667
Дом Ребенка	0,967	0,253	0,723	17,46821
Медрезерв	1,2	0,468	0,732	25,65684
Ростелеком	0,518	0,173	0,345	8,798646
«Собственная База»	0,468	0,241	0,228	14,95814
Сухой ручей	0,051	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», где требуется восстановление котлов, и Сухой ручей – на пиковые морозы.

В перспективе возможно подключение некоторого количества потребителей к системам теплоснабжения от рассматриваемых котельных, а такж е 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»	5-6	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»	4,2	0,8	
2.2.	Теплотрасса от Нижнего теплового пункта к потребителям микрорайона Перевал (Квартал)	5,3 – 5,7	3,3 -3,5	
2.3.	Теплотрасса от Нижнего теплового пункта к потребителям микрорайона «Березовый»	5,9-6,3	4,4-4,5	
3.	Котельная «Рудо»			
3.1.	Луч теплотрассы «город»	6,9-7,4	4-4,3	
3.2.	Луч теплотрассы «Школьная»	6,9-7,4	1,4-3,6	
4.	Котельная «Стройка»			
4.1.	Теплотрасса на микрорайон «Стройка»	5,8	2,2	
5.	Котельная «Дом Ребенка»			
5.1.	Теплотрасса на учреждение «Дом ребенка»	4,5	4	
6.	Котельная «Собственная База»			
6.1.	Теплотрасса «Собственная База»	2,5	1,5	
7.	Котельная «Ростелеком»			
7.1.	Теплотрасса «Ростелеком»	3,5-4,0	1,2-1,5	
8.	Котельная «СМП»			
8.1.	Теплотрасса на отопление микрорайона «СМП»	4,0	2,0	
8.2.	Теплотрасса нба горячее водоснабжение микрорайона	4,0	2,0	
9	Котельная «Медрезерв» («Медсклады»)			
9.1.	Теплотрасса «Медрезерв»	6	3	
10	Электрокотельная «Сухой ручей»			
10.1.	Теплотрасса «Сухой Ручей»	4	3,7	

Часть 7 "Балансы теплоносителя"

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

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.

Ввиду сбоя поставок реагентов для ВПУ, химводоподготовка воды не производится.

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 – Плановый расход топлива в 2019

Котельная	Расход топлива, т у.т.		
	2017 факт	2018 факт	2019
Центральная	15913,4	18516,9	18516,9
Перевал	6724,4	7404,7	7404,7
Рудо	4254,7	4468,3	4468,3
Стройка	2684,9	3196,3	3196,3
ЦРБ			
СМП	1744,7	1703,6	1703,6
Медсклады	252,2	357,4	357,4
Собственная база	159,2	176,7	176,7
Ростелеком	149,8	135	135
Дом ребенка	364,4	319,7	319,7
Всего:	32247,70	36278,60	36278,60

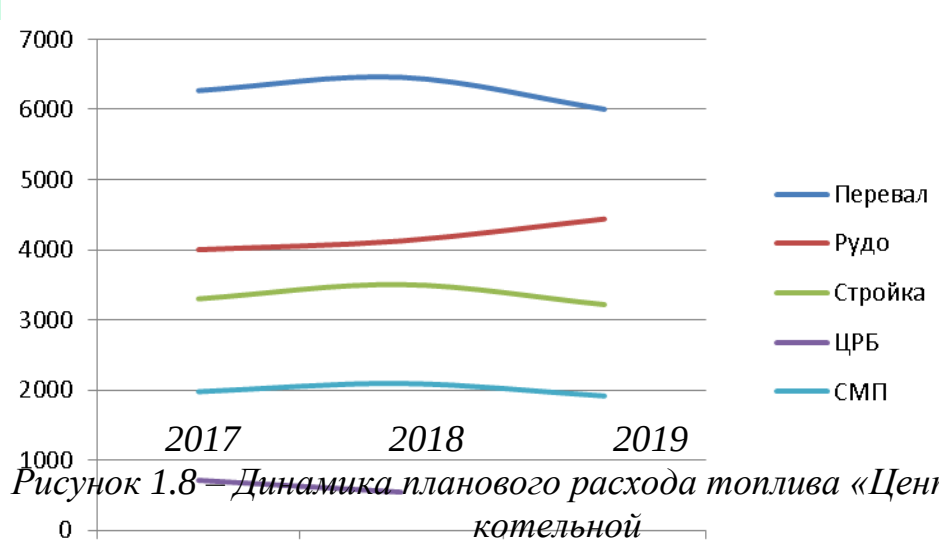
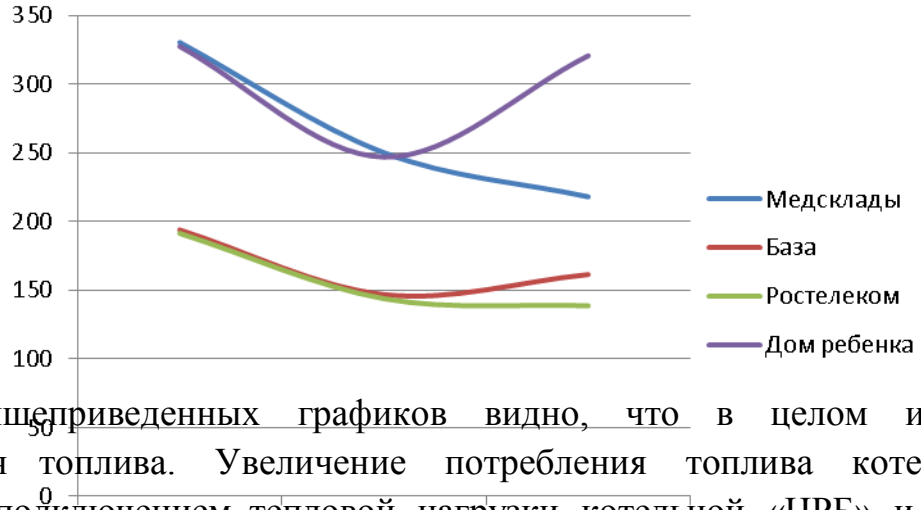


Рисунок 1.8 – Динамика планового расхода топлива «Центральной» котельной

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 2019 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 CnH2n+2. Основную часть природного газа составляет метан CH4 — до 98 %. В состав природного газа могут также входить более тяжёлые углеводороды — гомологи метана: - этан (C2H6), - пропан (C3H8), - бутан (C4H10), а также другие неуглеводородные вещества: - водород (H2), - сероводород (H2S), - диоксид углерода (CO2), - азот (N2), - 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, чтоопределяет 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.

Поставку угля осуществляет обслуживающая организация ООО «УКС». Поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха стабильные. Срывов поставок за последние 5 лет не наблюдается.

1.8.4 Описание использования местных видов топлива

Местным видом топлива в г.п. Слюдянка используется уголь марки 3 БР и каменный разреза «Тулунуголь», в таблице ниже приведена разбивка, марки топлива по источникам теплоснабжения:

№ пп	Котельная	Марка угля
1	Центральная	Бурый, 3БР
2	Перевал	Бурый, 3БР
3.	Рудо	Бурый, 3БР
4	Стройка	Бурый, 3БР
5	СМП	Бурый, 3БР
6	Дом ребенка	Бурый, 3БР
7.	Собственная База	Бурый, 3БР
8	Медрезерв	Бурый, 3БР
9	Ростелеком	Бурый, 3БР
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**
Мед.склады	**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. N 1114 "О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике", за последние 5 лет городском поселении Слюдянка не зафиксированы.

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 2018 г. и план на 2019 г.

№	Наименование показателя	Факт 2018 года	План 2019 года
	Является ли организация плательщиком НДС	да	да
1	**Топливо на технологические цели**	**36 247,3**	**114767,3**
1.1	**Уголь**	36 247,3	114767,3
1.1.1	Цена топлива (руб./т.), в том числе	1476,59	1768,48
1.1.2	Объем топлива (т.)	24548	64895,9
2	**Вода на технологические цели**	**3944,8**	**2844**
3	**Оплата труда производственных рабочих**	**21987,0**	**62041,6**
4	**Отчисления на соц. нужды с оплаты труда производственных рабочих**	**5513,5**	**18736,6**
5	**Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, в том числе**	**3979,9**	**4245,9**
5.1	материалы, в том числе	3979,9	4245,9
6	**Общехозяйственные расходы всего, в том числе:**	**3386**	**15357,1**
6.1	заработная плата АУП	2370,2	10719,3
6.2	отчисления на социальные нужды от заработной платы АУП	1015,8	4637,8
7	**Затраты на покупную электрическую энергию, по уровням напряжения:**	**10508,5**	**24725,1**
7.1.1	**энергия НН (0,4 кВ и ниже)**	**145,6**	**925,8**
7.1.1.1	тариф на энергию (руб/кВт.ч)	3,32	2,84
7.1.1.2	объем энергии (тыс.кВт.ч)	43,821	347,2
7.2.1	**энергия СН 2 (1-20 кВ)**	**6630,3**	**16381,8**
7.2.1.1	тариф на энергию (руб/кВт.ч)	2,95	3,02
7.2.1.2	объем энергии (тыс.кВт.ч)	2245,3	5424,4
7.3.1	**энергия СН 1 (35 кВ)**	**3732,6**	**7417,5**
7.3.1.1	тариф на энергию (руб/кВт.ч)	2,75	2,50
7.3.1.2	объем энергии (тыс.кВт.ч)	1353,3	2967,0
8	**Прочие затраты**	**836,7**	**15758,9**
9	**Всего расходы**	**86403,7**	**258476,5**

15	**Убыток (-) Прибыль (+)**	**-4309,9**	**6617,3**
16	**Товарная продукция без НДС:**	**82093,8**	**265093,7**
17	**Товарная продукция с НДС**	**96870,7**	**312810,6**
18	**Полезный отпуск продукции (Гкал)**	**57529,29**	**145574,7**
	Тариф без НДС, руб./Гкал	**1720,57**	**1821,02**
	Тариф с учетом НДС, руб./Гкал	**2030,27**	**2185,22**

Таблица 1.46 – Результаты хозяйственной деятельности ООО «УКС» в 2018 г

№	Наименование статей	Ед. изм.	Факт
I	**Натуральные показатели:**		
	Реализовано , в т.ч.:	**Гкал**	**57529,29**
	Население	Гкал	45742,23
	Бюджетные организации	Гкал	5299,56
	Коммерческие организации	Гкал	6238,09
	Собственные объекты ЖКК	Гкал	0
II	**Полная себестоимость , в т.ч. по статьям:**		**83017,7**
1	**Материальные затраты, в т.ч.:**	**тыс.руб.**	**55517,2**
1.1.	Материалы (запчасти)	тыс.руб.	3979,9
1.2.	Электроэнергия	тыс.руб.	10508,5
1.3.	Топливо (уголь)	тыс.руб.	36247,3
1.4.	Холодное водоснабжение (добыча воды)	тыс.руб.	3944,8
1.5.	Транспортные расходы	тыс.руб.	836,7
2	**Расходы на оплату труда, в т.ч.:**	**тыс.руб.**	**27500,5**
2.1.	ФОТ рабочих	тыс.руб.	21987,0
2.2.	Отчисления на ФОТ рабочих 30,2%	тыс.руб.	5513,5
3	**Общехозяйственные расходы**	**тыс.руб.**	**3386**

Из таблицы 1.46 видно, что набольшая часть затрат в 2018 году приходится на покупку топлива и составляет 39,4 %, расходы на оплату труда составили 19,5%, на покупку электроэнергии – 9,1% и на капремонт – 8.4%.

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 – 2021 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 2018-2020 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	2020 г. 2 полугодие
Организации (без НДС)	1733,34	1733,34	1821,02	1821,02	1841,0	1825,53	1890,60
Население (с НДС)	1720,57	1720,57	1841,0	1825,53	1914,64	1914,64	1991,22

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 произошёл скачок тарифа в 1.11.2011 г. на 17.4% , однако средний рост за 5 лет составляет 9,2%. 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:

Приложение
к приказу службы по тарифам
Иркутской области
от 26 сентября 2018 года №258-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	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	55,01	1 825,53
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	55,01	1 825,53
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	56,98	1 890,60
	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	35,73	1 720,57
	с 01.07.2019 по 31.12.2019	38,23	1 841,00
	с 01.01.2020 по 30.06.2020	38,23	1 841,00
	с 01.07.2020 по 31.12.2020	39,75	1 914,64
	с 01.01.2021 по 30.06.2021	39,75	1 914,64
	с 01.07.2021 по 31.12.2021	41,34	1 991,22

Начальник управления регулирования
тарифов (цен) в сфере теплоснабжения
службы по тарифам Иркутской области З.С. Крынина

Приложение 1
к приказу службы по тарифам
Иркутской области
от 26 октября 2018 года № 257-спр

ДОЛГОСРОЧНЫЕ ТАРИФЫ НА ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ, ПОСТАВЛЯЕМЫЙ ООО «УПРАВЛЕНИЕ КОММУНАЛЬНЫМИ СИСТЕМАМИ» НА ТЕРРИТОРИИ СЛЮДЯНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

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 30.10.2018 по 31.12.2018	46,85
		с 01.01.2019 по 30.06.2019	46,85
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	53,19
		с 01.01.2020 по 30.06.2020	53,19
		с 01.07.2020 по 31.12.2020	55,01
		с 01.01.2021 по 30.06.2021	55,01
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	56,98
	Тариф на теплоноситель, поставляемый потребителям		
	одноставочный тариф, руб./куб.м	с 30.10.2018 по 31.12.2018	46,85
		с 01.01.2019 по 30.06.2019	46,85
		с 01.07.2019 по 31.12.2019	53,19
		с 01.01.2020 по 30.06.2020	53,19
		с 01.07.2020 по 31.12.2020	55,01
		с 01.01.2021 по 30.06.2021	55,01
		с 01.07.2021 по 31.12.2021	56,98

Начальник управления регулирования
тарифов (цен) в сфере теплоснабжения
службы по тарифам Иркутской области З.С. Крынина

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 99% 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 99% 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

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения, отсутствуют.

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 01.01.2019 г. составляла – 256,88 тыс. $м^2$, средняя жилищная обеспеченность – 20 $м^2$ на жителя.

Структура существующего жилого фонда представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Структура существующего жилого фонда

№ п/п	Наименование	Общая площадь на 2019 г.	
		тыс. $м^2$	%
1	с централизованным отоплением и ГВС	256,88	57,9
2	без централизованного отопления и ГВС	162,085	42,1
	Итого	**384,995**	**100,0**

Особенностью города является равномерное распределение капитальной многоэтажной (2-4 этажа) застройки и малоэтажных (1-2 этажа) индивидуальных жилых домов. Материалом стен 45 % жилого фонда являются деревянные конструкции с износом около 65%.

В таблице 2.2 представлена степень обеспеченности жилого фонда благоустройством.

Таблица 2.2 - Характеристика жилого фонда по степени благоустройства

Процент обеспечения благоустройством от общего числа фонда по типу жилья, %				
Водопровод	Канализация	Центральное отопление и горячее водоснабжение	Ванные (душ)	Газ
59,7	59,4	57,9	57,8	8,3

Низкий уровень обеспеченности газом обусловлен использованием индивидуальных газовых баллонов и газовых обогревателей.

Показатели баланса тепловой энергии на цели теплоснабжения в 2018 году показаны в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Баланс тепловой энергии Слюдянского городского поселения

Показатель	Ед. изм.	Значение
Установленная мощность	**Гкал/час**	**47,02**
Выработка тепла	**Гкал**	**172552,3**
Собственные нужды	Гкал	7363,84
	%	4,26
Отпуск тепла,	Гкал	165188,50
Потери в сетях	Гкал	43705,211
	%	26,4

Реализовано, в т.ч.:	**Гкал**	**121483,29**
Население	Гкал	91 297,11
Бюджетные организации	Гкал	17 426,48
Коммерческие организации	Гкал	21 283,19
Собственные объекты ЖКК	Гкал	3 402,22

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) - общественные здания	19,8 (1,086) (0,529)	-(2,028)	**19,8 (3,643)**

Наименование	I этап (2013-2018)	II - III этапы* (2019-2028)	**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**
Строительство: - жилые дома (многоквартирные) - общественные здания - производственные здания	- (0,091) -	- (1,195) -	**0,1 (1,286)**
М-н Карьер (Котельная СМП)			
Расселение ветхого жилья	0,5	2,2	**2,7**
Строительство: - жилые дома (многоквартирные) - общественные здания - производственные здания	- (0,637) -	- - -	**39,8 (0,637)**
п. Сухой ручей			
Расселение ветхого жилья	0,2	0,4	**0,6**
Строительство: - жилые дома (многоквартирные) - общественные здания - производственные здания	- - -	- (0,163) -	**(0,163)**
ИТОГО по площадям (тыс.кв.м.)	**28,4**	**3,5**	**31,9**
ИТОГО по нагрузкам (Гкал/ч)	**3,922**	**11,285**	**15,207**

* - 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 Администрацией Слюдянского городского поселения была предоставлена информация о планируемой застройке на 2019-2028 гг:

- Микрорайон «Квартал» – жилая застройка (3895,9 м^2); 6830,4 м^2; II очередь строительства спортивного комплекса и гаража (2170,6 м^2);
- Микрорайон «Рудоуправления» – жилая застройка (2376,1 м^2); детский сад на 220 мест; школа на 600 мест (7204 м^2);
- Микрорайон «Центральный» - детский сад на 120 мест (1597,8 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			
А	Очень высокий	Менее минус 51	Экономическое стимулирование
В	Высокий	От минус 10 до минус 50	То же
С	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, $м^2 \cdot °C/Вт$, ограждающих конструкций, а также окон и фонарей (с вертикальным остеклением или с углом наклона более 45°) следует принимать не менее нормируемых значений R_{req}, $м^2 \cdot °C/Вт$, 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, $м^2 \cdot °C/Вт$, 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 конструкции

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	-

Здания и помещения	Нормируемый температурный перепад Δtп, °С, для			
	наружных стен	покрытий и чердачных перекрытий	перекрытий над проездами, подвалами и подпольями	зенитных фонарей

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 q_{hdes}, кДж/(м^2·°С·сут) или [кДж/(м^3·°С·сут)], определяемый по приложению Г, должен быть меньше или равен нормируемому значению q_{hreq}, 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 q_{hreq} 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°C·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
3	р-н «Центральный»	2	7204	0,0*	0,0	0,0	0,0
		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 2019-2028 г г.)*

№ п/п	Адрес	Прирост потребления тепловой энергии, Гкал/ч			Суммарный прирост теплопотребления, Гкал/ч
		на отопление	на вентиляцию	на ГВС	
1	р-н «Рудоуправление»	0,4	0,817	0,811	2,028
2	р-н «Центральный»	4,35	2,197	1,352	7,899
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 «Медрезерв» (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}C.

Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельной «Центральная» представлена в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Структура нагрузок системы теплоснабжения «Центральной» котельной

Система теплоснабжения	Отопление, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	Суточные максимумы ГВС (открытая схема), Гкал/ч	Итого, Гкал/ч
Котельная «Центральная»	22,79	1,83	4,21	**28,83**

Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной «Центральная» представлено на рис. 3.1.

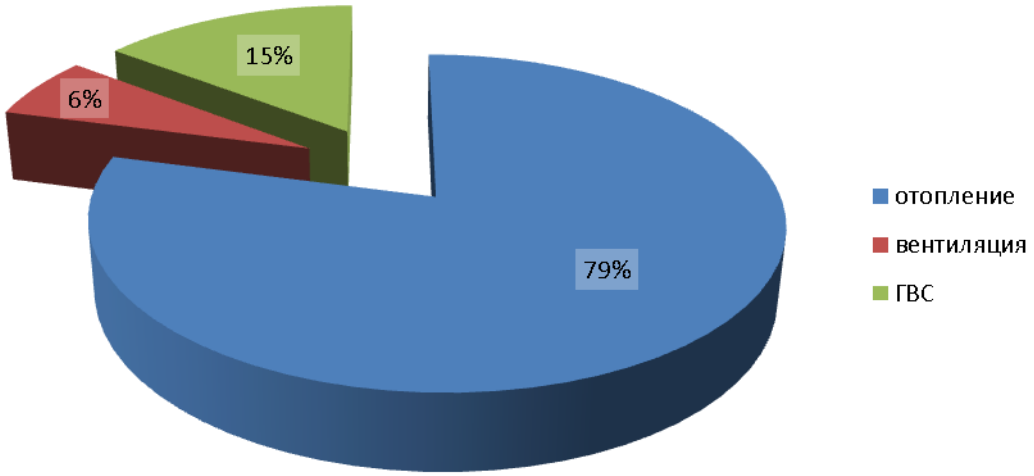


Рисунок 3.1 Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной "Центральная"

Утвержденные температурные графики – 95/70 ^{o}C системы теплоснабжения котельной «Центральная» и Центрального теплового пункта представлены на рис.3.2., 3.3.

СОГЛАСОВАНО
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования
В.Н. Сендзяк
«12» сентября 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный Директор
ООО «Управление
коммунальными системами»
О.В. Сигова
«11» сентября 2018 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК

отпуска сетевой воды из Центральной котельной

На отопительный сезон 2018-2019гг.

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**	Температ-тура 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	43	6,0	7,0	-10	70	55	6,0	7,0
+9	55	43	6,0	7,0	-11	71	56	6,0	7,0
+8	55	43	6,0	7,0	-12	73	57	6,0	7,0
+7	55	42	6,0	7,0	-13	74	57	6,0	7,0
+6	55	42	6,0	7,0	-14	76	58	6,0	7,0
+5	55	41	6,0	7,0	-15	77	59	6,0	7,0
+4	55	41	6,0	7,0	-16	79	60	6,0	7,0
+3	55	41	6,0	7,0	-17	80	61	6,0	7,0
+2	55	43	6,0	7,0	-18	81	62	6,0	7,0
+1	55	44	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

Составил: Инженер-технолог Н.Н. Россомахина

Рис 3.2

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования
_____ В.Н. Сендзяк
«12» сентября 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный Директор
ООО «Управление
коммунальными системами»
_____ О.В. Сигова
«11» сентября 2018 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды из Центрального теплового пункта
на отопительный сезон 2018 – 2019 г.г.

Темпера-тура Наруж-ного воздуха $t_{нв}$	Темпера-тура в пода-ющей линии $t_{пр}$	Темпера-тура в обрат-ной линии $t_{обр}$	Давление в подаю-щей линии **Рпр.**	Темпера-тура Наруж-ного воздуха $t_{нв}$	Темпера-тура в пода-ющей линии $t_{пр}$	Темпер а-тура в обрат-ной линии $t_{обр}$	Давление в подаю-щей линии **Рпр.**
+10	55	43	6,0	-10	70	55	6,0
+9	55	43	6,0	-11	71	56	6,0
+8	55	43	6,0	-12	73	57	6,0
+7	55	42	6,0	-13	74	57	6,0
+6	55	42	6,0	-14	76	58	6,0
+5	55	41	6,0	-15	77	59	6,0
+4	55	41	6,0	-16	79	60	6,0
+3	55	41	6,0	-17	80	61	6,0
+2	55	43	6,0	-18	81	62	6,0
+1	55	44	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

Составил: Инженер-технолог Н.Н. Россомахина

Рис 3.3

Рисунок 3.4 Схема магистральных трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Центральная»

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 «Центальная»:

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.

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

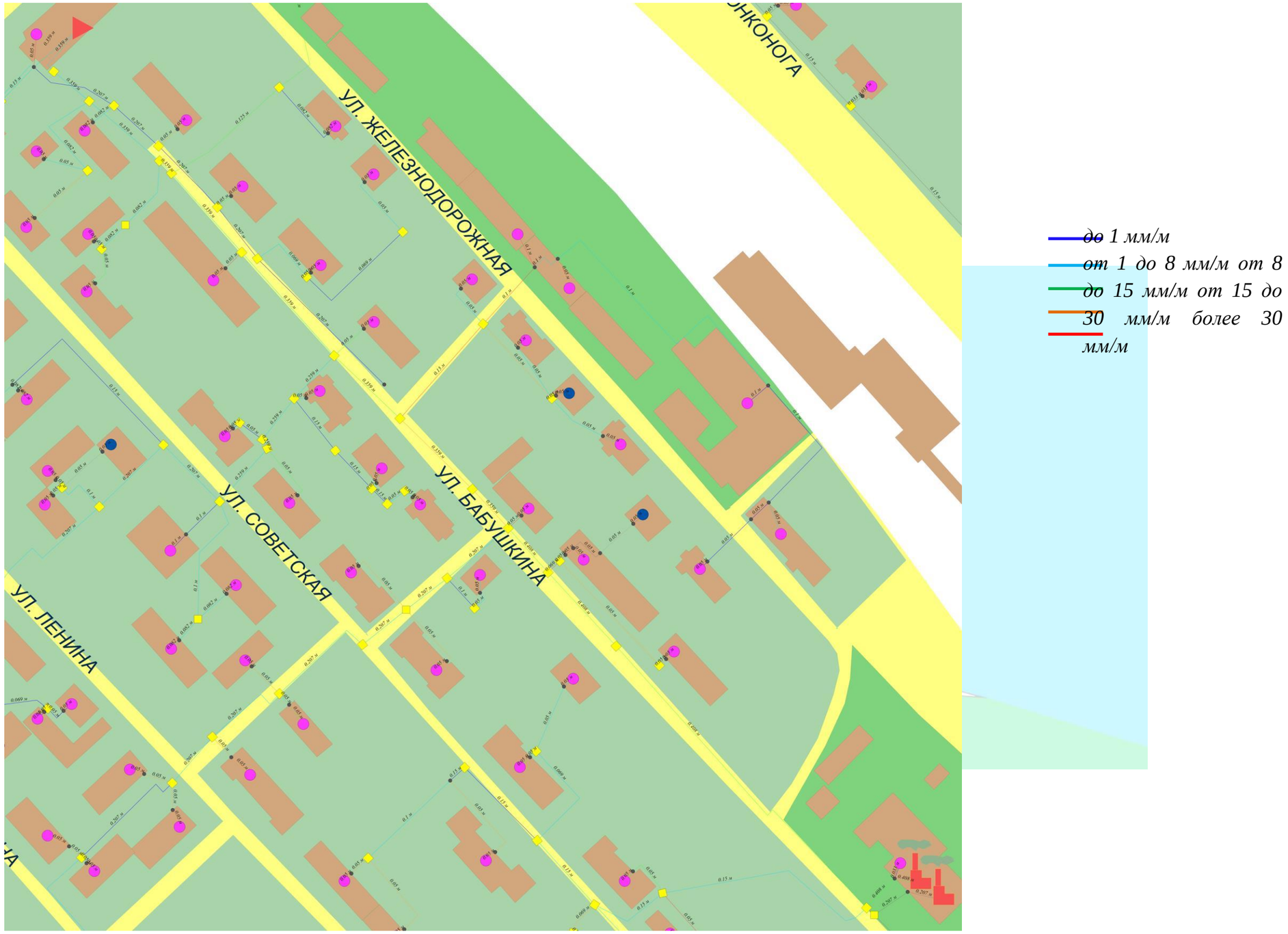


Рис.3.6 Удельные потери по участкам теплосети от котельной Центральная

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.

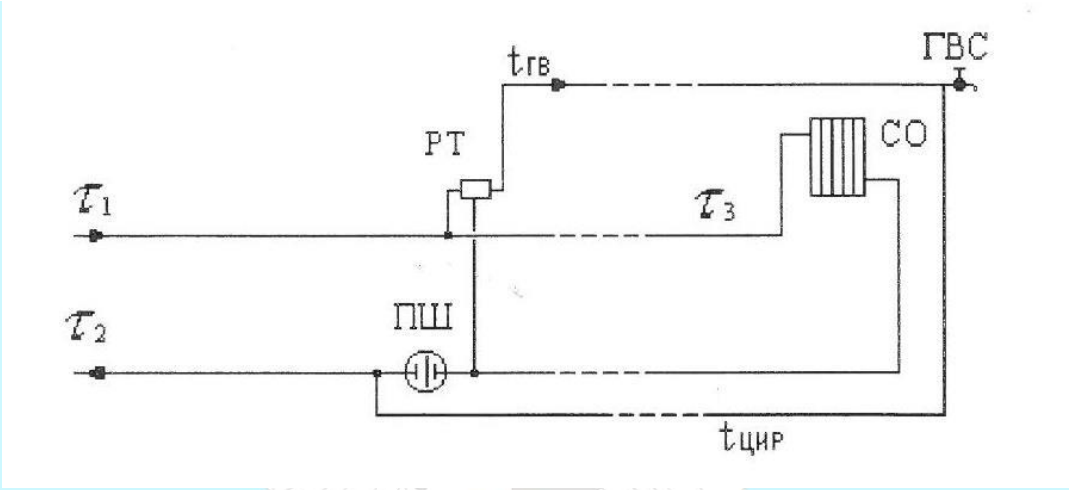


Рис. 3.7 ЦТП с открытым водоразбором

Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельной «Рудо» представлена в таблице 3.6

Таблица 3.6 - Структура нагрузок системы теплоснабжения Котельная «Рудо»

Система теплоснабжения	Отопление, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	Суточные максимумы ГВС (открытая схема), Гкал/ч	Итого, Гкал/ч
Котельная «Рудо»	4,971	0,03	0,506	5,507

Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной «Рудо» представлено на рис. 3.8.

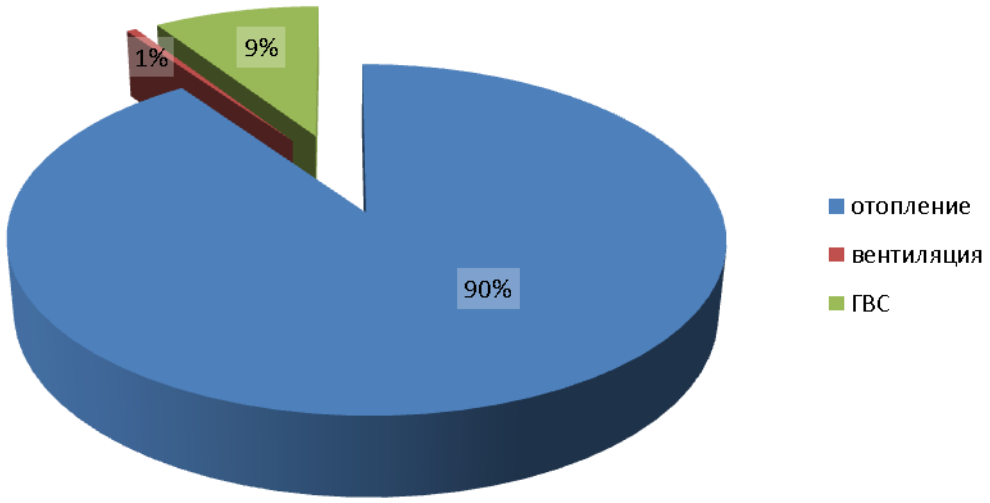


Рисунок 3.8 Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной "Рудо"

Утвержденный температурный график – 75/60 ^{o}C системы теплоснабжения котельной «Рудо» представлен на рисунке 3.9.

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования
_____ В.Н. Сендзяк
«12» сентября 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный Директор
ООО «Управление
коммунальными системами»
_____ О.В. Сигова
«11» сентября 2018 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды из котельной «Рудо»
на отопительный сезон 2018 – 2019 г.г.

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	45	6,0	6,0	-10	57	50	6,0	6,0
+9	55	45	6,0	6,0	-11	58	50	6,0	6,0
+8	55	45	6,0	6,0	-12	58	51	6,0	6,0
+7	55	45	6,0	6,0	-13	59	52	6,0	6,0
+6	55	45	6,0	6,0	-14	60	53	6,0	6,0
+5	55	45	6,0	6,0	-15	62	53	6,0	6,0
+4	55	45	6,0	6,0	-16	63	53	6,0	6,0
+3	55	45	6,0	6,0	-17	64	54	6,0	6,0
+2	55	45	6,0	6,0	-18	65	54	6,0	6,0
+1	55	45	6,0	6,0	-19	66	55	6,0	6,0
0	55	45	6,0	6,0	-20	67	55	6,0	6,0
-1	55	45	6,0	6,0	-21	68	55	6,0	6,0
-2	55	45	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	47	6,0	6,0	-25	72	58	6,0	6,0
-6	55	47	6,0	6,0	-26	73	59	6,0	6,0
-7	55	47	6,0	6,0	-27	74	59	6,0	6,0
-8	55	48	6,0	6,0	-28	75	60	6,0	6,0
-9	56	49	6,0	6,0	ниже-28	75	60	6,0	6,0

Инженер-технолог Н.Н. Россомахина

Рис 3.9

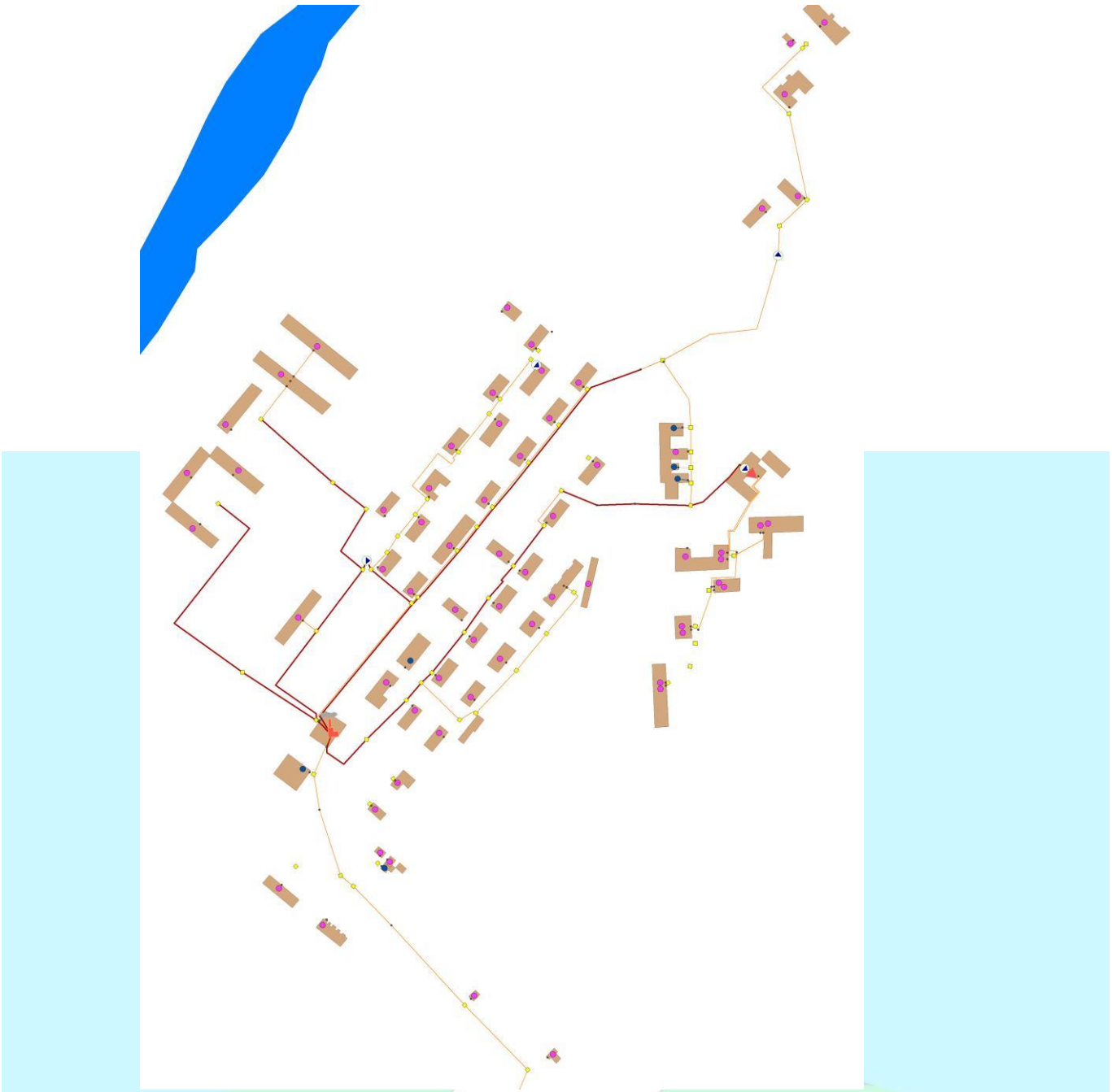


Рисунок 3.10 Схема магистральных трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Рудо»

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 городской администрацией 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.

Из данных схем следует, что требуется перекладка участка тепловой сети от котельной Рудо в сторону ЦРБ до ТК-55 у дома №12 по ул.Школьная и участка от ТК-60 до ТК-60А около здания №4 по ул.Школьная с увеличением диаметра.

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

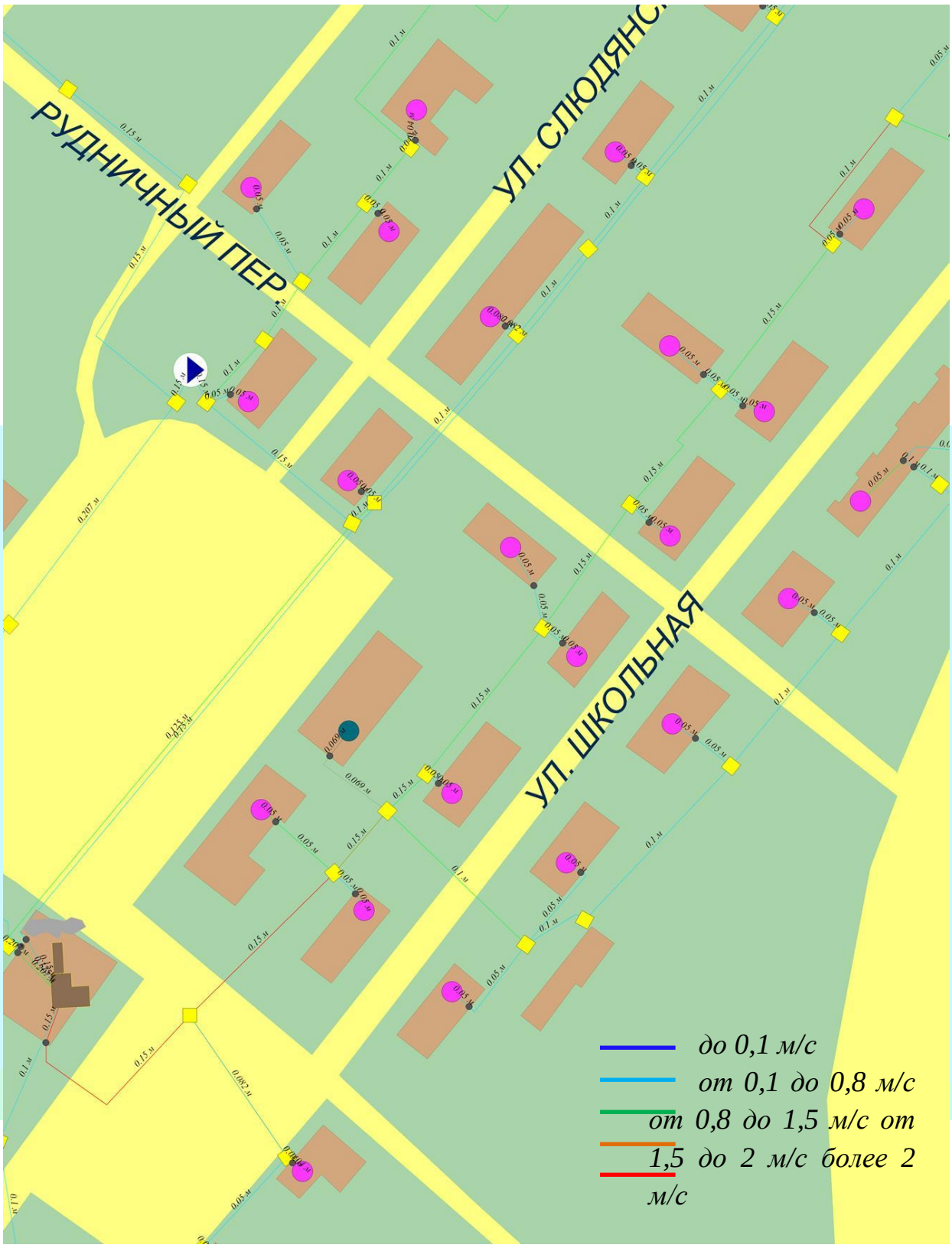


Рис.3.11 - Скорости теплоносителя по участкам теплосети от котельной Рудо

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}C. На тепловых сетях системы установлен «Нижний» тепловой пункт, после которого параметры теплоносителя соответствуют температурному графику 75/60 ^{o}C.

Структура нагрузок системы теплоснабжения от котельной «Перевал» представлена в таблице 3.9.

Таблица 3.9 - Структура нагрузок системы теплоснабжения Котельная«Перевал»

Система теплоснабжения	Отопление, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	Суточные максимумы ГВС (открытая схема), Гкал/ч	Итого, Гкал/ч
Котельная «Перевал»	6,82	0	0,761	7,581

Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной «Перевал» представлено на рис. 3.13.

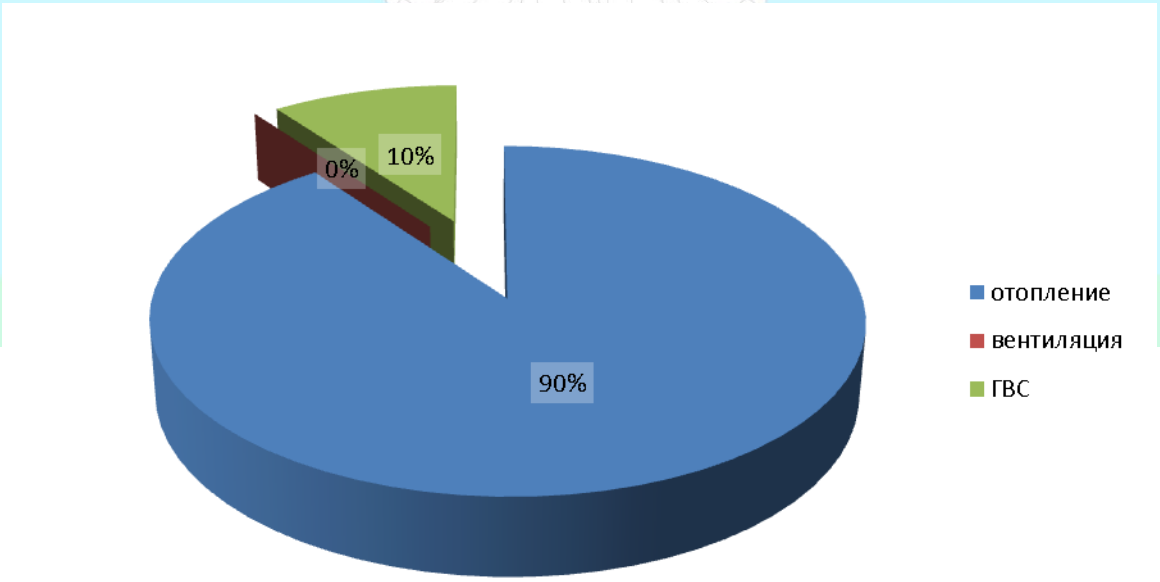


Рисунок 3.13 Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной "Перевал"

Утвержденные температурные графики – 110/70(75/60) ^{o}С системы теплоснабжения котельной «Перевал» и «Нижнего» теплового пункта представлены

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования
_____ В.Н. Сендзяк
«12» сентября 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный Директор
ООО «Управление
коммунальными системами»
_____ О.В. Сигова
«12» сентября 2018 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
ОТПУСКА СЕТЕВОЙ ВОДЫ ИЗ КОТЕЛЬНОЙ **«ПЕРЕВАЛ»**
На отопительный сезон 2018-2019 гг

Температура наружного воздуха	Температура в подающем трубопроводе	Температура в Обратном трубопроводе	Температура наружного воздуха	Температура в подающем трубопроводе	Температура в обратном трубопроводе
+ 10	76	45	-10	84	54
+ 9	76	45	-11	86	55
+8	76	45	-12	87	56
+7	77	45	-13	88	57
+6	78	44	-14	90	58
+5	78	44	-15	92	59
+4	78	44	-16	93	60
+3	78	43	-17	95	61
+2	78	42	-18	97	61
+1	78	44	-19	99	62
0	78	45	-20	101	63
-1	78	47	-21	103	63
-2	78	48	-22	105	64
-3	79	49	-23	106	65
-4	79	49	-24	107	66
-5	79	50	-25	108	66
-6	80	51	-26	109	67
-7	81	52	-27	110	69
-8	82	52	-28	110	70
- 9	83	53	Ниже -28	110	70

Инженер-технолог Н.Н. Россомахина

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования
_____ В.Н. Сендзяк
«13» сентября 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный Директор
ООО «Управление
коммунальными системами»
_____ О.В. Сигова
«11» сентября 2018 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды из Нижнего Теплового Пункта «Перевал» на отопительный сезон 2018-2019 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 _____ Н.Н. Россомахина

Рис. 3.14

Рис 3.15

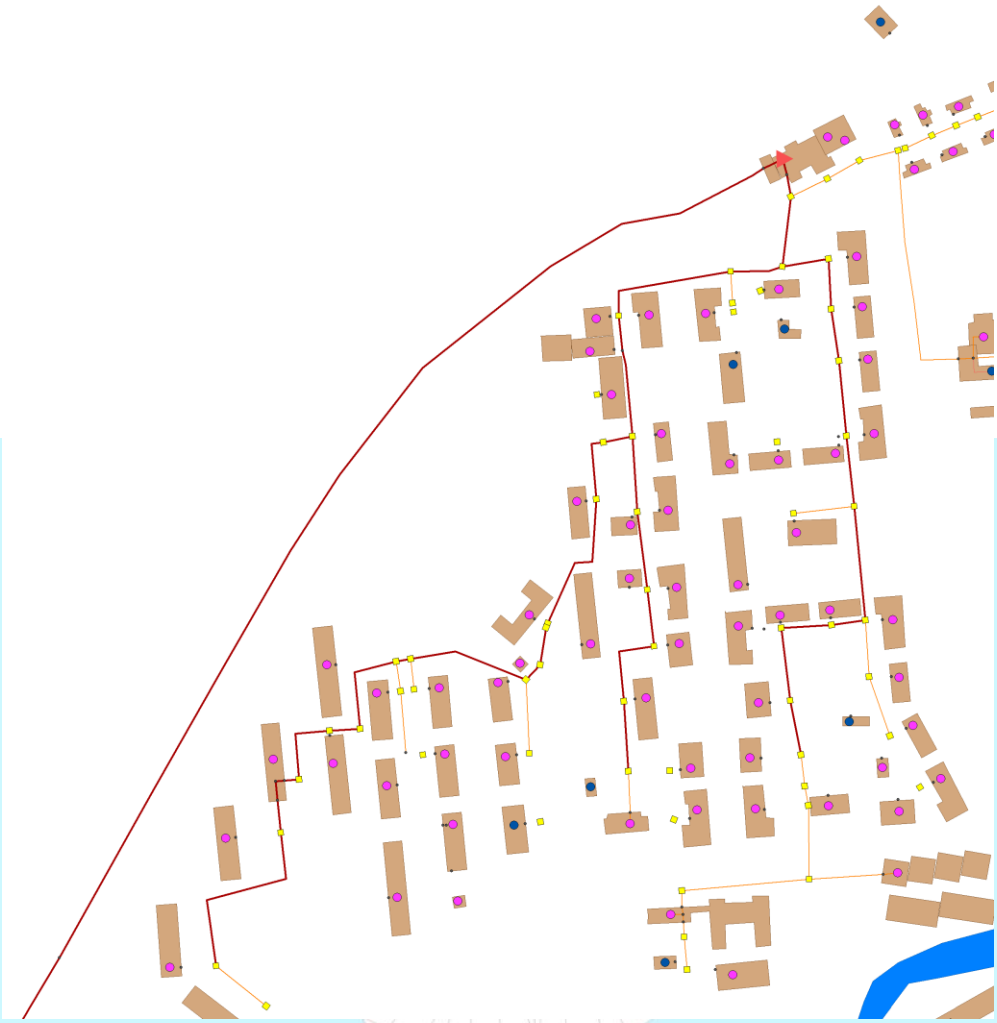


Рисунок 3.16 Схема магистральных трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «Перевал»

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, мм		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	-92,8236		-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		Котельная "Перевал"	Р-5	Р-3	Р-1	Р-2		ТК-26	ТК-35	ТК-35.1	Р-41	ТК-35		ТК-14	Р-12	Р-14		ТК-32	ТК-33	Р-50	ТК-33	ТК-34	Р-51		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

От котельной до НТП

Участок 1

Участок2

Участок3

Участок4

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	Отопление, Гкал/ч	Вентиляция, Гкал/ч	Суточные максимумы ГВС (открытая схема), Гкал/ч	Итого, Гкал/ч
Котельная «Стройка»	3,035	0	0,427	3,462

Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС 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}C системы теплоснабжения котельной «Стройка» представлен на рис.3.9.

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования
_____ В.Н. Сендзяк
«12» сентября 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный Директор
ООО «Управление
коммунальными системами»
_____ О.В. Сигова
«11» сентября 2018 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды из котельной «СТРОЙКА»
на отопительный сезон 2018-2019гг.

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	45	5,8	-10	57	47	5,8
+9	55	45	5,8	-11	58	48	5,8
+8	55	45	5,8	-12	59	49	5,8
+7	55	45	5,8	-13	60	50	5,8
+6	55	45	5,8	-14	61	50	5,8
+5	55	45	5,8	-15	62	51	5,8
+4	55	45	5,8	-16	63	52	5,8
+3	55	45	5,8	-17	64	53	5,8
+2	55	45	5,8	-18	65	53	5,8
+1	55	45	5,8	-19	66	54	5,8
0	55	45	5,8	-20	67	55	5,8
-1	55	45	5,8	-21	68	55	5,8
-2	55	45	5,8	-22	69	56	5,8
-3	55	45	5,8	-23	70	57	5,8
-4	55	45	5,8	-24	71	57	5,8
-5	55	45	5,8	-25	72	58	5,8
-6	55	45	5,8	-26	73	59	5,8
-7	55	45	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 Н.Н. Россомахина

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.

По результатам расчета выявлено, что на участке тепловой сети от ТК-1 до ТК-23' около домов №1, 3 по ул.Вербная заужен диаметр тепловой сети, что приводит к ухудшению гидравлического режима, увеличению скорости и удельных потерь.

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 теплоснабжен	Отоплени е, Гкал/ч	Вентиляци я, Гкал/ч	Суточные максимумы ГВС (открытая схема),	Итого ,
Котельная «СМП»	1,656	0	0	2,013
Котельная «СМП»	0	0	0,357	

Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной «СМП» представлено на рис. 3.23.

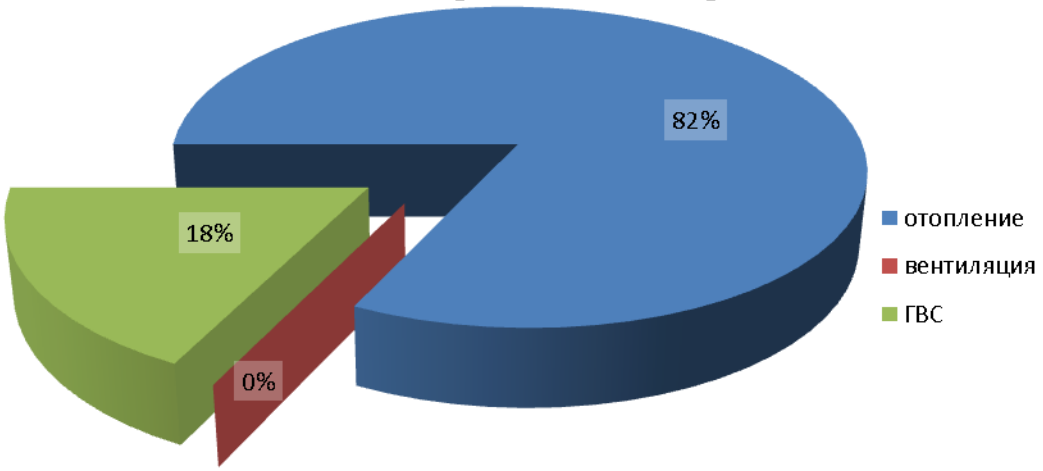


Рисунок 3.23 Соотношение нагрузок отопления, вентиляции и ГВС в системе теплоснабжения от котельной "СМП"

Утвержденный температурный график – 75/60 ^{o}C системы теплоснабжения котельной «СМП» представлен на рис.3.9.

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

_____ В.Н. Сендзяк
«12» сентября 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор ООО
«Управление коммунальными системами»

_____ О.В. Сигова
«11» сентября 2018 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
ОТПУСКА СЕТЕВОЙ ВОДЫ из котельной «СМП»
На отопительный сезон 2018-2019гг.

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

График составила: Инженер-технолог Н.Н. Россомахина

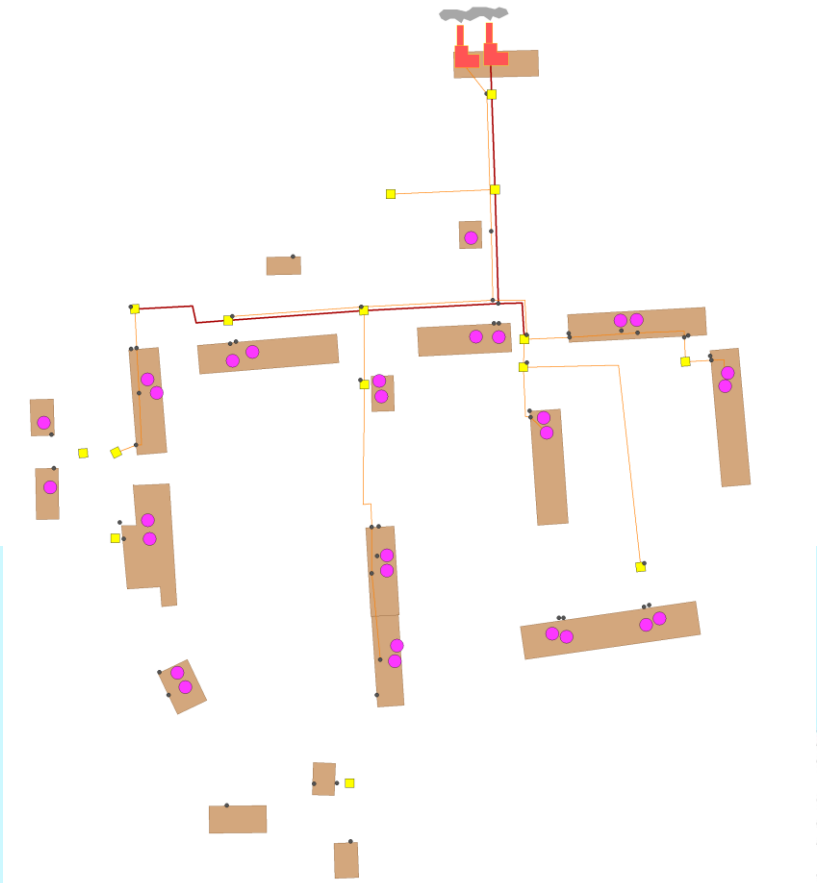


Рисунок 3.24. Схема магистральных трубопроводов системы теплоснабжения от котельной «СМП»

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 -28^0С (СНиП 23.01.99 «Строительная климатология»); среднегодовая температура наружного воздуха $-0,7^0$С; расчетная температура холодной воды 5^0С.

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», «Медрезерв», «Собственная база», «Дом ребенка»

Система теплоснабжения котельных «Ростелеком», «Медрезерв», «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 поизводственную площадку ООО «УКС».

Суммарная присоединенная тепловая наргузка 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 «Медрезерв»	0,259	0	0,09	0,349
Котельная «Собственная база»	0,205	0	0,0033	0,208
Котельная «Дом ребенка»	0,247	0	0	0,247

Утвержденные температурные графики – $75/60^o$С систем теплоснабжения котельных «Ростелеком», «Медрезерв», «Собственная база», «Дом ребенка» представлен на рис.3.9.

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

_____ В.Н. Сендзяк
«12» сентября 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный Директор
ООО «Управление
коммунальными системами»

_____ О.В. Сигова
«11» сентября 2018 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды по котельной «СОБСТВЕННАЯ БАЗА»
на отопительный сезон 2018-2019 гг.

Температура наружного воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии **Рпр.**	Температура наружного Воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр.**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии **Рпр.**
+10	45	40	2,5	-10	57	47	3,0
+9	45	40	2,5	-11	58	48	3,0
+8	45	40	2,6	-12	59	49	3,0
+7	45	40	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	40	2,8	-17	64	53	3,0
+2	45	40	2,8	-18	65	53	3,0
+1	45	40	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 Н.Н. Россомахина

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

_____ В.Н. Сендзяк
«12» сентября 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный Директор
ООО «Управление
коммунальными системами»
_____ О.В. Сигова
«11» сентября 2018 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды из котельной «РОСТЕЛЕКОМ»
на отопительный сезон 2018-2019гг.

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	45	3,5	-10	57	47	3,5
.+9	55	45	3,5	-11	58	48	3,5
+8	55	45	3,5	-12	59	49	3,5
+7	55	45	3,5	-13	60	50	3,6
+6	55	45	3,5	-14	61	50	3,6
+5	55	45	3,5	-15	62	51	3,6
+4	55	45	3,5	-16	63	52	3,6
+3	55	45	3,5	-17	64	53	3,6
+2	55	45	3,5	-18	65	53	3,6
+1	55	45	3,5	-19	66	54	3,6
0	55	45	3,5	-20	67	55	3,6
.-1	55	45	3,5	-21	68	55	3,7
-2	55	45	3,5	-22	69	56	3,7
-3	55	45	3,5	-23	70	57	3,7
-4	55	45	3,5	-24	71	57	3,7
-5	55	45	3,5	-25	72	58	3,7
-6	55	45	3,5	-26	73	59	3,7
-7	55	45	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 Н.Н. Россомахина

СОГЛАСОВАНО
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования
_____ В.Н. Сендзяк
«12» сентября 2018 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный Директор
ООО «Управление
коммунальными системами»
_____ О.В. Сигова
«11» сентября 2018 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды по котельной «МЕДРЕЗЕРВ»
на отопительный сезон 2018 – 2019 г.г.

Температура наружного Воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии **Рпр.**	Температура наружного Воздуха **t н.в.**	Температура в подающей линии **t пр.**	Температура в обратной линии **t обр**	Давление в подающей линии **Рпр.**
+10	55	45	6,0	-10	57	50	6,0
+9	55	45	6,0	-11	58	50	6,0
+8	55	45	6,0	-12	58	51	6,0
+7	55	45	6,0	-13	59	52	6,0
+6	55	45	6,0	-14	60	53	6,0
+5	55	45	6,0	-15	62	53	6,0
+4	55	45	6,0	-16	63	53	6,0
+3	55	45	6,0	-17	64	54	6,0
+2	55	45	6,0	-18	65	54	6,0
+1	55	45	6,0	-19	66	55	6,0
0	55	45	6,0	-20	67	55	6,0
-1	55	45	6,0	-21	68	55	6,0
-2	55	45	6,0	-22	69	56	6,0
-3	55	46	6,0	-23	70	57	6,0
-4	55	46	6,0	-24	71	57	6,0
-5	55	47	6,0	-25	72	58	6,0
-6	55	47	6,0	-26	73	59	6,0
-7	55	47	6,0	-27	74	59	6,0
-8	55	48	6,0	-28	75	60	6,0
-9	56	49	6,0	ниже -28	75	60	6,0

Инженер-технолог Н.Н. Россомахина

СОГЛАСОВАНО:
Глава администрации Слюдянского
Муниципального образования

_____ В.Н. Сендзяк
«12» сентября 2018

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный Директор
ООО «Управление
коммунальными системами»

_____ О.В. Сигова
«11» сентября 2018 г.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
отпуска сетевой воды по котельной «Дом ребенка» на отопительный сезон 2018-2019 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	45	4,5	-10	57	50	4,5
+9	55	45	4,5	-11	58	50	4,5
+8	55	45	4,5	-12	59	51	4,5
+7	55	45	4,5	-13	60	52	4,5
+6	55	45	4,5	-14	61	53	4,5
+5	55	45	4,5	-15	62	53	4,5
+4	55	45	4,5	-16	63	53	4,5
+3	55	45	4,5	-17	64	54	4,5
+2	55	45	4,5	-18	65	54	4,5
+1	55	45	4,5	-19	66	55	4,5
0	55	45	4,5	-20	67	55	4,5
-1	55	45	4,5	-21	68	55	4,5
-2	55	45	4,5	-22	69	56	4,5
-3	55	46	4,5	-23	70	57	4,5
-4	55	46	4,5	-24	71	57	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	55	48	4,5	-28	75	60	4,5
-9	56	49	4,5	ниже -28	75	60	4,5

Инженер-технолог Н.Н. Россомахина

Расчет гидравлического режима работы системы теплоснабжения котельных «Ростелеком», «Медрезерв», «Собственная база», «Дом ребенка» 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 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

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 поверочногорасчета 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

Конкурентно-способным 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
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	15036,4	0,3401	31289,15
2	Перевал	7612,5	0,3457	12907,94
3	Рудо	6140,7	0,3540	7436,86
4	Стройка	2758,8	0,4221	4970,41
5	Дом ребенка	34,8	0,3331	347,68
6	Собственная База	171,9	0,3858	419,88
7	Медсклады	291,5	0,4056	554,61
8	Ростелеком	54,9	0,3694	202,44
9	СМП	1708,9	0,4130	2518,94
	ИТОГО	**33810,4**		**60647,92**

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

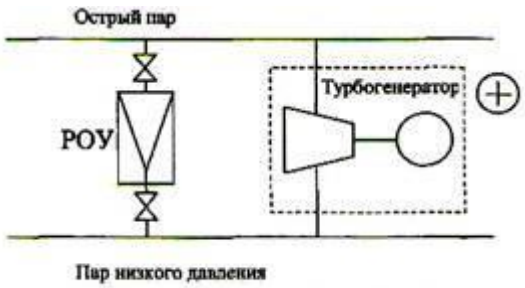


Рис.2. Предлагаемая схема паропровода

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

Территория строительства малоэтажных и индивидуальных жилых домов согласно Генеральному плану Слюдянского городского поселения 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.

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.

Состояние двух котов КЕ 6,5-14С котельной «Перевал» критическое. Они не прошли испытания и запрещены к эксплуатации. Предлагается объединить теплоснабжение микрорайонов «Квартал» 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	Количество котлов	Вид установленных котлов	Установленная мощность, Гкал/час	Присоединенная нагрузка,Гкал/час		Всего	Резерв мощности
					потребителей	Потери в сетях		
1.	Центральная	3	паровые	43,05	27,13450	2,46666	29,601	13,449
2.	Перевал	3	паровые	11,193	9,18030	2,08639	11,267	-0,074
3.	Рудо	3	паровые	15,211	5,7776	1,00734	6,785	8,426
4.	Стройка	5	водогрейные	5,16	3,40590	0,37010	3,776	1,384
6.	Дом ребенка	2	водогрейные	0,976	0,24733	0,00572	0,253	0,723
7.	Собств. База	2	водогрейные	0,469	0,21310	0,02819	0,241	0,228
8	Ростелеком	2	водогрейные	0,518	0,1636	0,00901	0,173	0,345
9	СМП	4	водогрейные	3,5	1,7233	0,28034	2,004	1,496
10	Медсклады	2	водогрейные	1,2	0,4199	0,04781	0,468	0,732
11	эл. Котельная Сухой ручей	1	эл.котел	0,051	0,1182	0	0,118	-0,067
	ИТОГО	27		81,328	48,3837	6,3016	54,685	26,643

Резерв тепловой мощности на Центральной котельной составляет 52,3 %, что позволяет использовать её как единый источник для Центрального микрорайона, микрорайона Рудо и Детского дома. Котельную «Рудо» необходимо перевести в резерв на случай аварийных ситуаций на тепловой сети и Центральной котельной.

Суммарный резерв тепловой мощности по существующим теплоисточникам – 41,506 Гкал/ч или 47,95 %.

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).

Два котлоагрегата КЕ 6,5-14С котельной «Перевал» не прошли испытания и запрещены к эксплуатации. 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 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.

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».

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/(м^2*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.

$$L = 100 \times Q_{nom} / Q_{100}$$

где: Q_{nom} - тепловые потери подключаемого трубопровода (5% от годового отпуска тепла), Гкал/год;

Q_{100} - 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
57х3,0	2,642	0,066	196,83	9,841	33,86	26,17	21,57
76х3,0	6,142	0,154	457,58	22,879	66,47	49,55	42,10
89х4,0	9,052	0,226	674,46	33,723	92,77	68,46	58,90
108х4,0	15,835	0,396	1179,81	58,990	149,61	108,56	95,45
133х4,0	28,596	0,715	2130,61	106,53	226,47	169,53	150,74
159х4,5	46,312	1,158	3450,58	172,53	349,89	242,66	227,46
219х6,0	108,36	2,709	8073,87	403,69	634,54	442,36	429,92
273х7,0	195,56	4,889	14570,36	728,52	942,33	662,29	651,04
325х8,0	311,13	7,778	23181,27	1159,06	1285,56	897,66	843,69
377х9,0	461,44	11,536	34380,59	1719,03	1635,15	1155,96	1068,58
426х9,0	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.

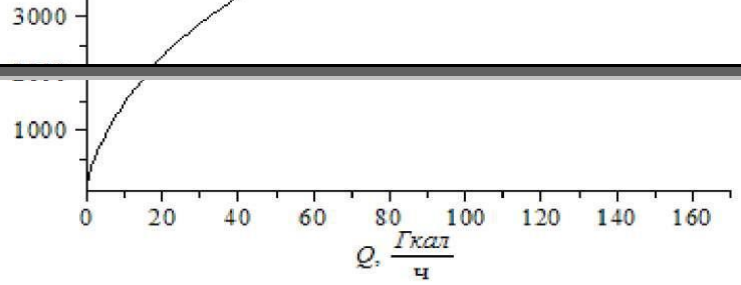


Рисунок 6.1 - График радиуса теплоснабжения для канальной прокладки

Рисунок 6.2 - График радиуса теплоснабжения для бесканальной прокладки

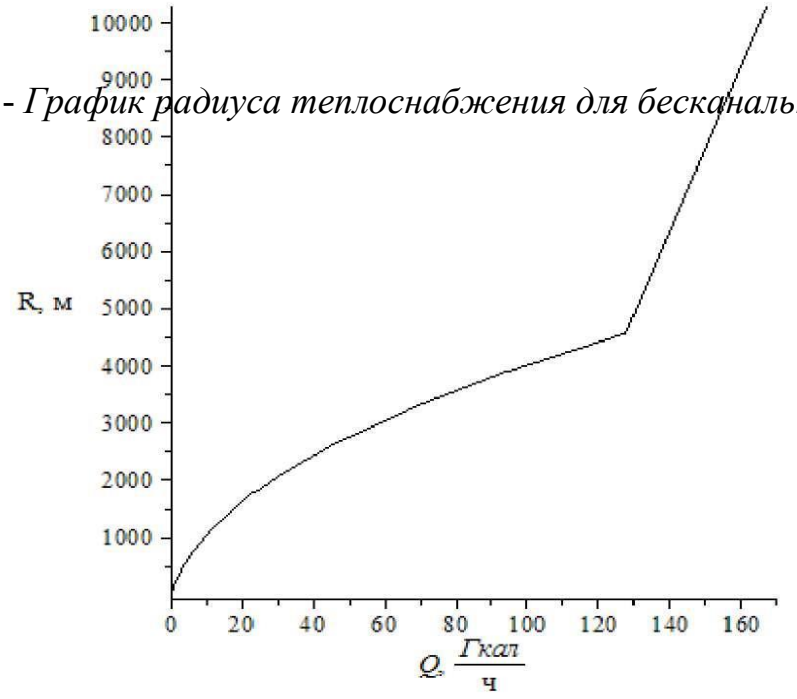


Рисунок 6.3 График радиуса теплоснабжения для надземной прокладки

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

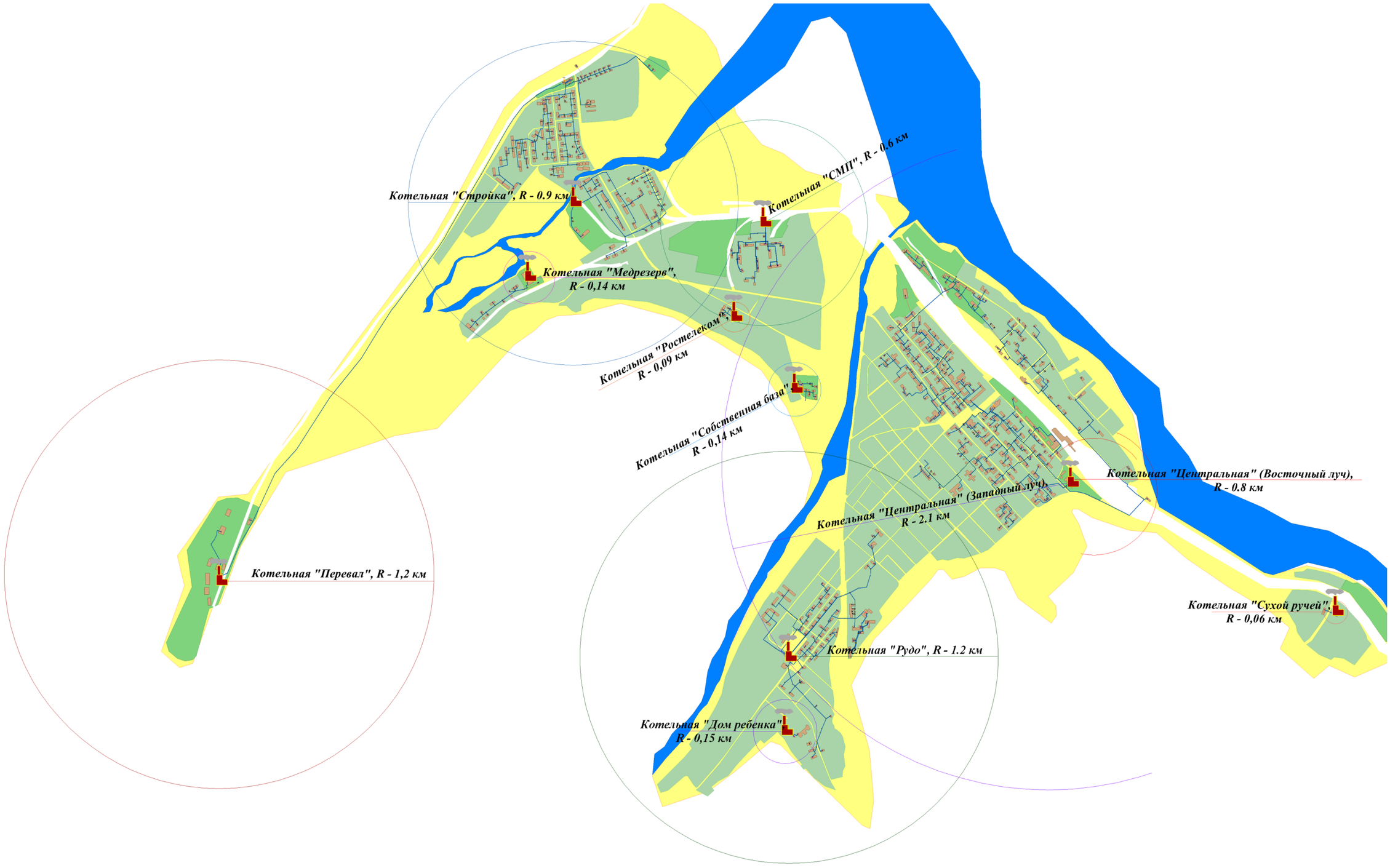
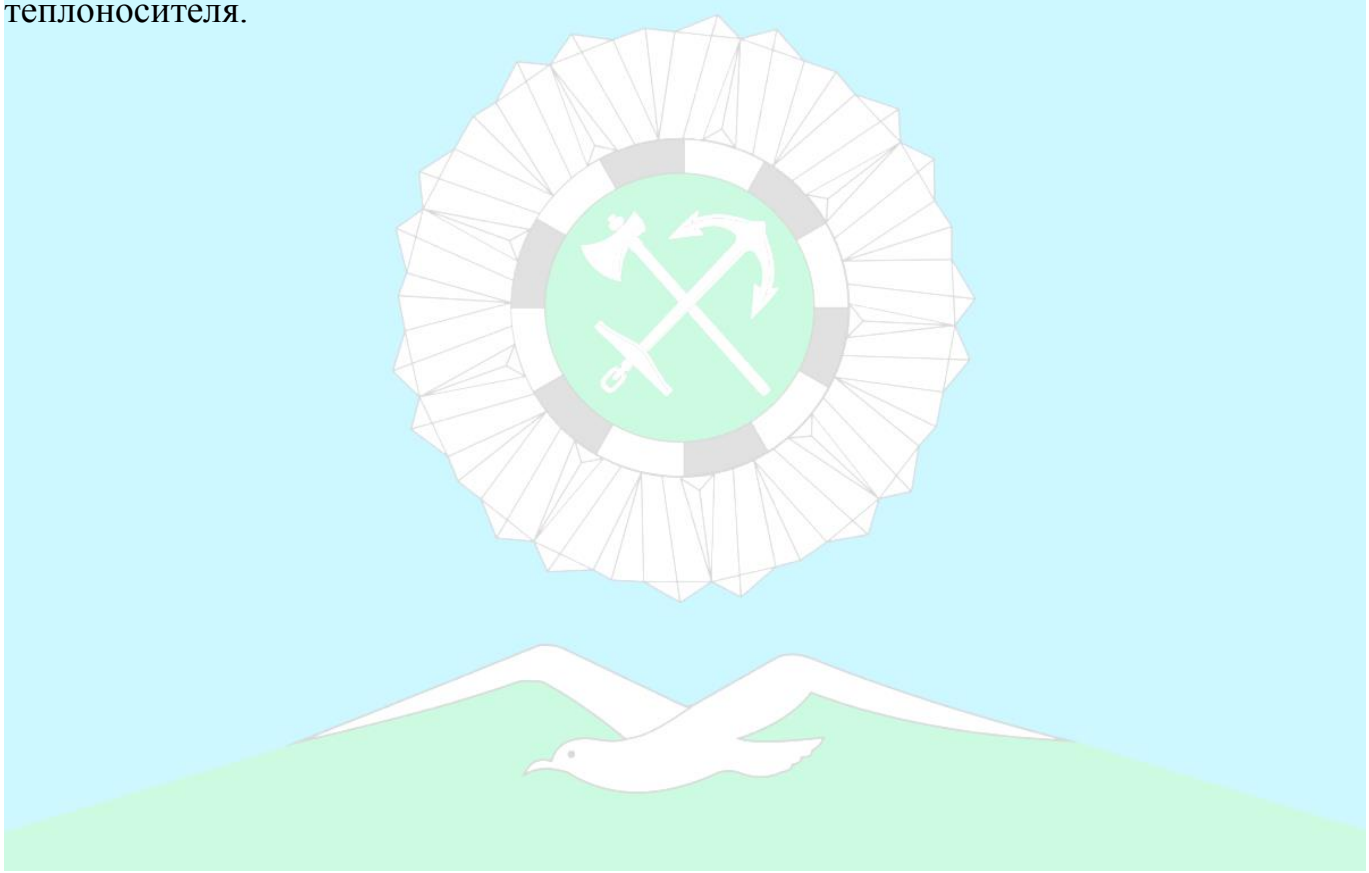


Рисунок 7.11 Радиус эффективного теплоснабжения котельных в г. Слюдянка

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.

В микрорайоне «Рудоуправление» планируется жилая застройка площадью 2376,1 м^2; детский сад на 220 мест; школа на 600 мест (7204 м^2). Температурный график 75/60. Размещение объектов жилой застройки планируется в районе ул.Парижской Коммуны и ул.Полевой. Тепловая нагрузка вновь строящихся объектов по укрупненным показателям -0,122 Гкал/час. За точку подключения принята существующая тепловая камера на участке от

котельной «Рудо» в сторону жилых домов по ул. Парижской Коммуны, 86. Необходимый диаметр участка тепловой сети к новым объектам – Ду 70 мм.

Строительство школы площадью 7204 $м^2$ планируется на месте здания центральной районной больницы, которое будет снесено. Ориентировочно тепловая нагрузка школы принята равной 0,3 Гкал/час. Точка подключения – существующая тепловая камера у здания по ул.Гранитная, 1. Диаметр перспективной тепловой сети к объекту – Ду 80 мм.

На месте существующей школы по ул.Гранитная, 1 планируется размещение детского сада на 220 мест. Ориентировочная тепловая нагрузка данного объекта составляет 0,2 Гкал/час, что превышает значение подключенной тепловой нагрузки существующего здания школы. Потребуется перекладка участка тепловой сети Ду 50 мм от тепловой камеры ТК-10 до потребителя на Ду 80 мм.

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. 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 $м^3/ч$. 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 $м^3/ч$.

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 дом, 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.

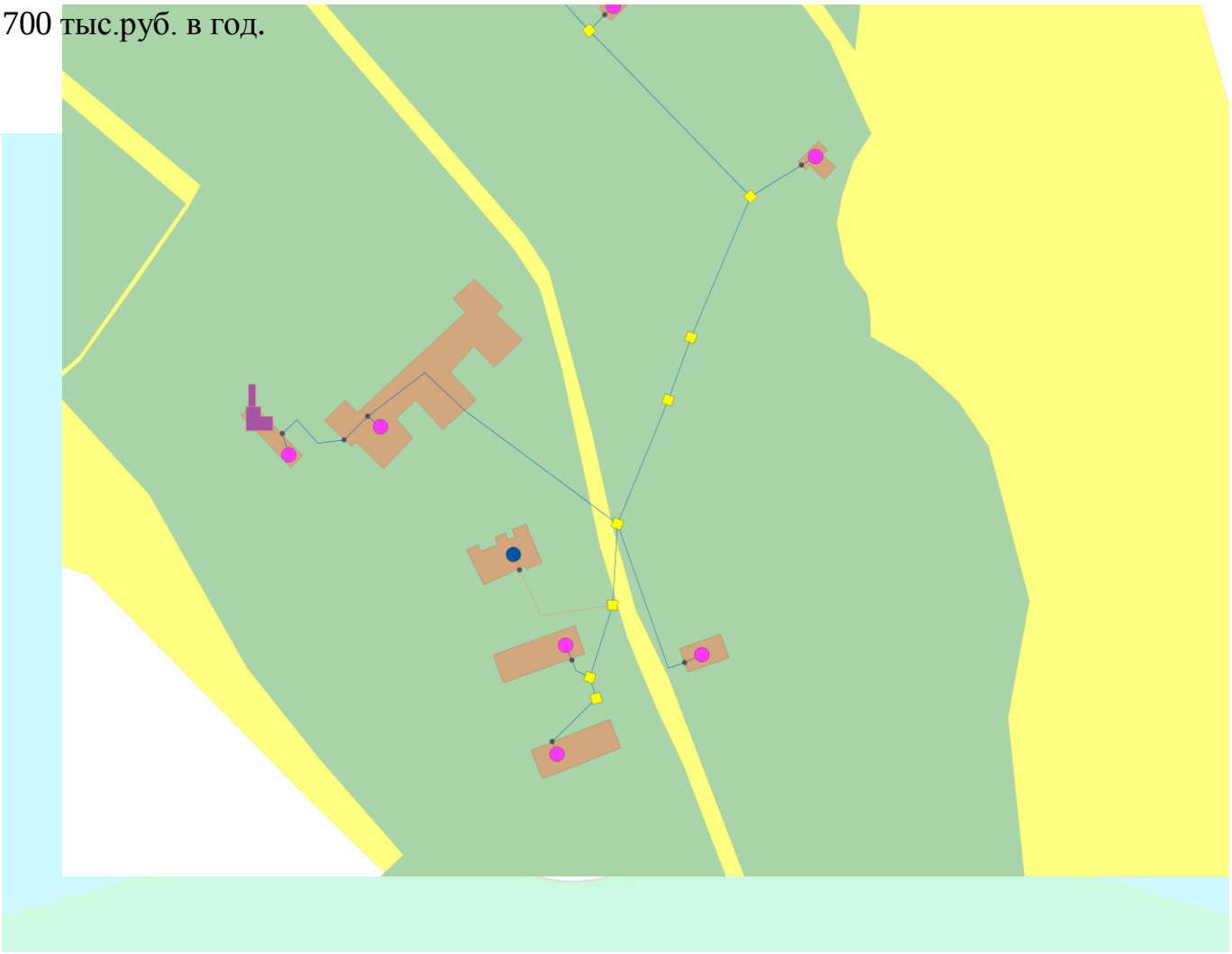


Рисунок 7.3 Трассировки тепловой сети котельной «Рудо» к Дому ребенка

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.

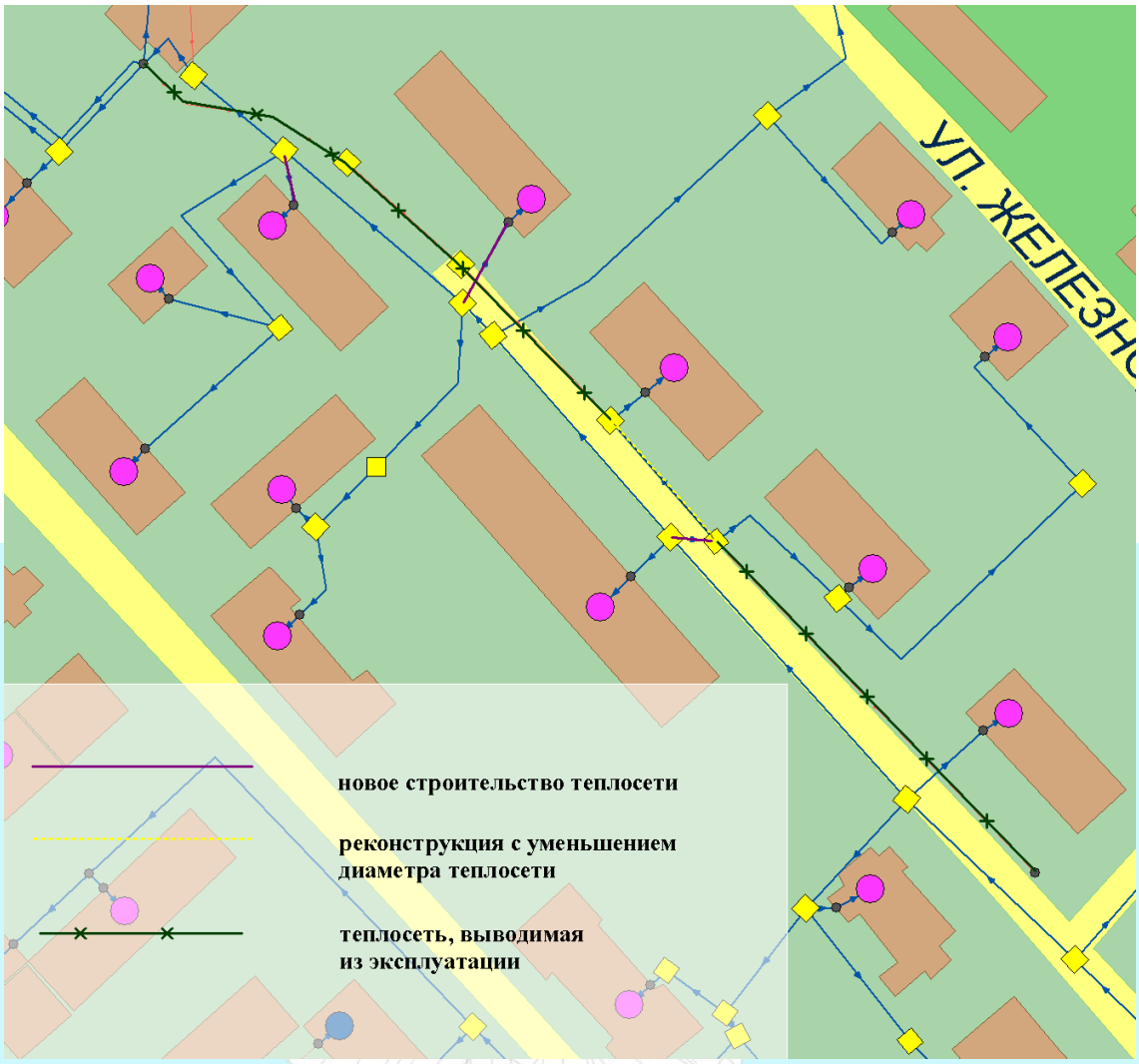


Рисунок 7.4 Переключение потребителей «Центральной» котельной

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.

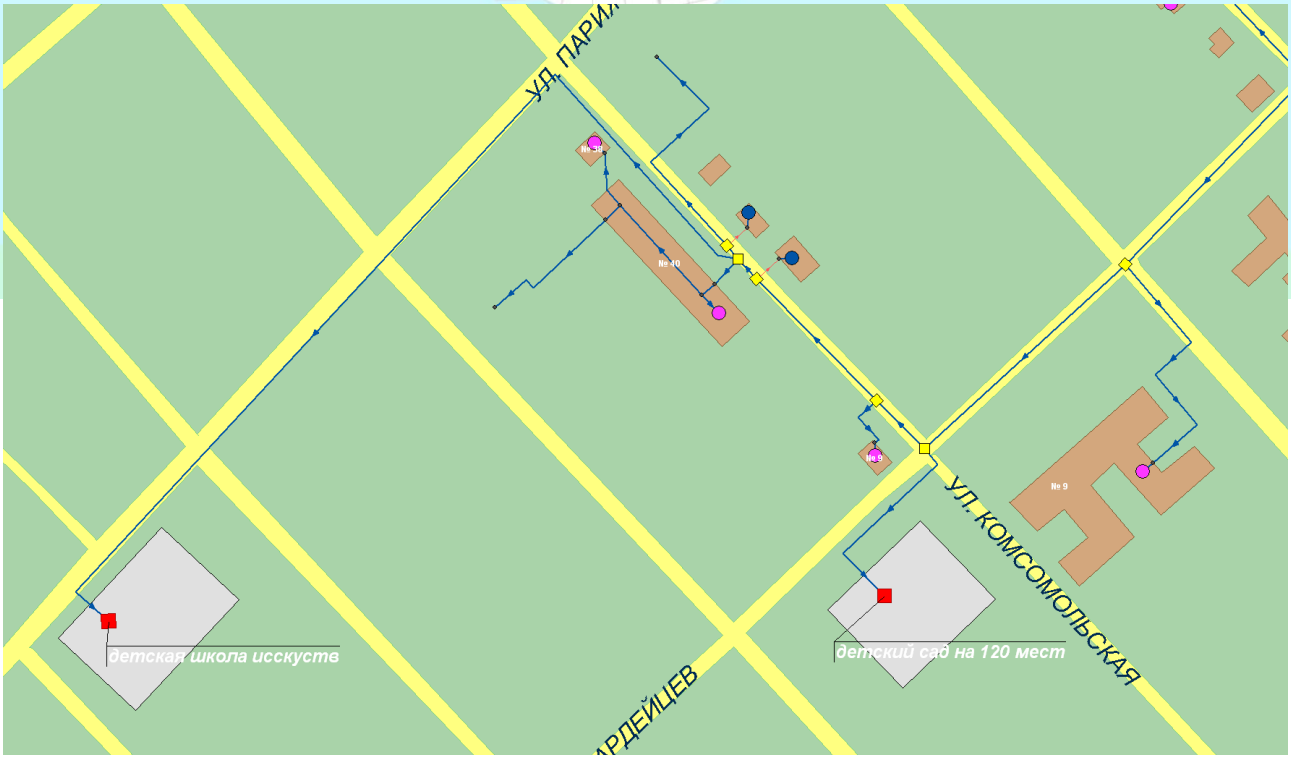


Рисунок 7.6 Подключение детской школы искусств и детского сада на 120 мест

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 «Квартал» производится строительство нового жилого комплекса, ввод в эксплуатацию которого планируется в конце 2014 начале 2015 года.

2. В связи с вводом жилого комплекса увеличивается подключённая нагрузка на систему теплоснабжения.

3. 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 3,731 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 7,847 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 составляет 3,92 Гкал/час. Присоединенная нагрузка потребителей – 3,09 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, которых единым и первоочередным остается строительство тепловой сети от магистрального трубопровода к тепловой камере между домами №№20, 24 по ул. Амбулаторная Dy=250 мм, далее к новому жилому комплексу Dy=65.

Вариант 1

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 «Квартал» 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.

Вариант 2

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 «Медрезерв», «Ростелеком» и «Собственная база»

Система теплоснабжения котельных «Медрезерв», «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 «Медрезерв» 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).

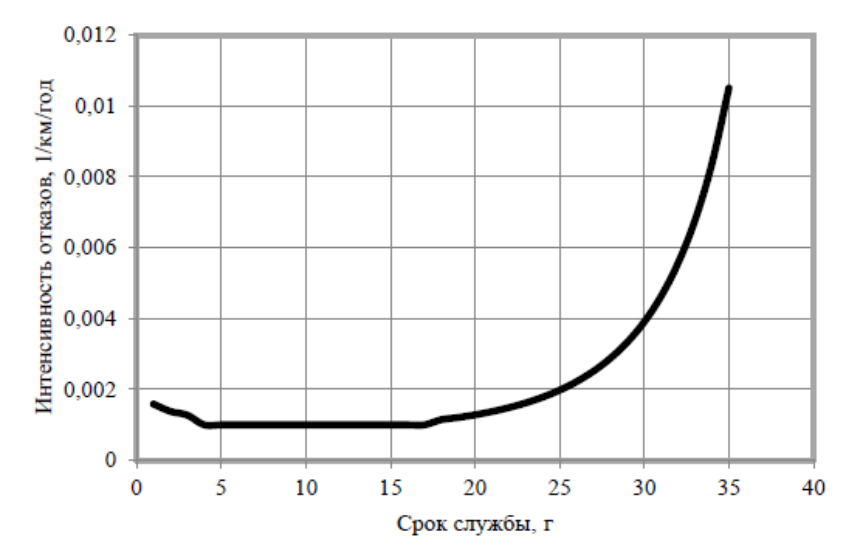


Рисунок 2.7 – Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети.

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

Показатель надежности электроснабжения источников тепла ($К_Э$) 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 = Джал/ Дсумм*100 [%]

где Дсумм - количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;

Джал - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель 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.

Общий показатель надежности систем теплоснабжения городского поселения (при наличии нескольких систем теплоснабжения) определяется: теплоснабжения;

$Q1$, Qn – расчетные тепловые нагрузки потребителей отдельных систем теплоснабжения.

Оценка надежности систем теплоснабжения 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 так же 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, D_y	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

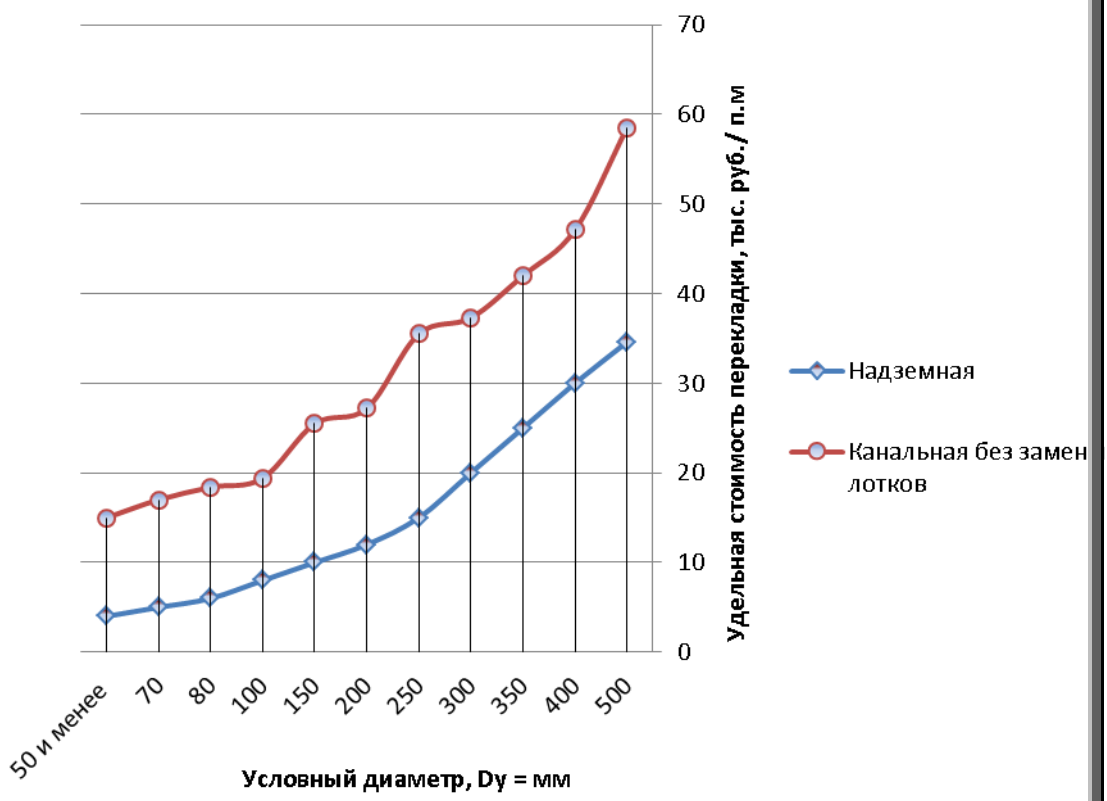


Рисунок 10.1 - Средние удельные затраты на реконструкцию тепловых сетей

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.)

Мероприятие реконструкция	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Тепловая сеть от магистрального трубопровода котельной «Перевал» до ТК между домами №№20, 24 по ул. Амбулаторная диаметром Dy=250 мм длиной 130 п.м										
Монтаж ИТП в жилых домах по ул. Амбулаторная – 6, 8а, 10а, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, ул. Некрасова 49										
Капремонт тепловых сетей к жилым домам по ул. Амбулаторная – 6, 8а, 10а, 12, 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28, ул. Некрасова 50										
Пекладка головных участков тепловой сети от Нижнего теплового пункта Dy=350 мм на Dy=200 мм - 50 п.м, Dy=300 мм на Dy=150 мм 300 п.м										
Прокладка тепловой сети от ТК-5 до ТК-31 Dy=100 мм 100 п.м, уменьшением диаметра тепловой сети от ТК-29 до ввода в дом 1А по ул. Ленина с Dy=150 мм на Dy=80 мм, 40 п.м										
Замена трубопроводов от котельной "Стройка" до ТК-4 с Dy=200 мм до 175 мм 400 п.м	4,4									
ЦТП в подвале дома №3 или №9 по ул. Заречная										
Установка ИТП в домах №№1А, 1Б, 1В, 3, 3В, 3Г, 22, 24 по ул. Ленина										

Мероприятие реконструкция	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Установка ЦТП на жилые дома по ул. Менделеева, 21, 24, 26 с прокладкой 4-х трубной сети										
Установка ЦТП жилых домов №1, 2, 3 по ул. Вербная и №16А, 16Б, 18 по ул. Ленина с прокладкой 4-х трубной сети										
Строительство БМК 15МВт										
Прокладка тепловой сети от котельной «Стройка» до ТК между домами №20, 24 по ул. Амбулаторная длиной 550 п.м Dy=250 мм										
Реконструкция НТП с переводом на четырехтрубную систему теплоснабжения микрорайон «Квартал».	5	15	10							
Подключить от магистрального трубопровода котельной "Стройка" школу №2 и детский сад с установкой в школе ИТП. До школы двухтрубная тепловая сеть длиной 50 п.м Dy=65 мм, до детского сада проложить четырехтрубную тепловую сеть длиной 100 п.м Dyот=80 мм и DyГВС=32 мм	1,4									
Стрительство трубопровода к новому жилому кварталу от НТП										
Подключение тепловой сети физкультурно-оздоровительного комплекса (ФОК) непосредственно к НТП, новый участок 70 п.м .Установка ИТП в										

Мероприятие реконструкция	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
здании ФОК										
Перекладка ветхогомагистрального трубопровода до НТП Dy=200 мм длиной 680 п.м	8,2									
Строительство тепловой сети для Детского дома диаметром Dy=50 мм и длиной 100 п.м										
Монтаж ИТП в жилых домах по ул. Парижской Коммуны– 80, 82, 84, 86, ул. Горняцкая 22										
Перекладка тепловой сети до жилых домов по ул. Парижской Комунны– 80, 82, 84, 86, ул. Горняцкая 22 1 км										
Строительство тепловой сети для школы искусств и детского сада на 120 мест длинной 415 п.м и 85 п.м диаметром Dy=50 мм.										
Прокладка тепловой сети от котельной "Центральная" до котельной "Рудо" с реконструкцией "Центральной" котельной										
Реконструкция ЦТП на базе котельной ЦРБ с прокладкой четырехтрубной тепловой сети к ранее отапливаемым домам, с перспективой подключения новой школы и нового детского сада, а также подключение жилых домов по ул. Слюд. Красногвардейцев 35, по ул. Лени Полуяхтова 18,										

Мероприятие реконструкция	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Военкомата и Художественной школы										
Монтаж ЦТП на базе котельной "Рудо" с прокладкой четырехтрубной тепловой сети к двух и одно этажным домам										
Реконструкция тепловой сети от котельной «Рудо» до домов по ул. Шахтерская 20, 22										
Установка ЦТП для домов № 20, 22 по ул. Шахтерская и детского дома с прокладкой четырехтрубной сети, а в частных домах установка квартирных тепловых пунктов										
Установка ИТП и КТП для жилых домов "Центральной" котельной	20	20	20							
Переключение потребителей домов №№1а, 2а, 1, 3 по ул. Бабушкина и д. 15 по ул. Железнодорожной – длина участков – 70 м										
Строительство тепловой сети в Центральном микрорайоне в обход ЦТП Dy=350 20 п.м										
Теплоизоляция магистрального трубопровода «Восточный луч» 1,5 км										
Модернизация котельной «Ростелеком» с установкой автоматических котлов		3								
Модернизация котельной «Медрезерв» с установкой автоматических котлов			2							

Мероприятие реконструкция	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Модернизация котельной «Собственная база» с установкой автоматических котлов			2							
Установка ИТП квартирных тепловых пунктов у потребителей котельной «Медрезерв»			2,1							
Плановый капитальный ремонт тепловых сетей	37,4	39,5	40	50	50	50	50	50	50	50
Плановый капремонт котельной "СМП"						10	5			
Плановый капремонт котельной "Центральная"								20	20	20
Всего	**76,4**	**77,5**	**76,1**	**50**	**50**	**60**	**55**	**70**	**70**	**70**

Глава 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									
									2023-	2028-	2033 -
	энергии)										
10.	доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потре-бителям 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 «Квартал» теплоносителем с пониженными параметрами в случае возникновения аварийной ситуации на котельной «Перевал» или на тепловых сетях микрорайона «Квартал».

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.