

Утверждено  
Постановлением  
администрации Венгеровского района  
Новосибирской области  
от 05.07.2024 № 282-па

**«Схема теплоснабжения д. Селикла, Вознесенского МО,  
Венгеровского района, Новосибирской области на 2013-2017 гг  
и на период до 2028 г»**

**(Актуализация на 2025 год)**

**Обосновывающие материалы**

2024год

## Оглавление

Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения .....	10
Часть 2. Источники тепловой энергии .....	12
1.2.1.1. Технические характеристики котельных .....	12
1.2.1.2. Анализ существующего положения по котельной .....	14
Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты .....	17
1.3.1 Описание структуры тепловых сетей .....	17
1.3.2 Тепловые сети от централизованных источников теплоснабжения .....	17
1.3.3 Инженерно-геологическая характеристика грунта в местах залегания тепловых сетей .....	18
1.3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях .....	21
1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов .....	21
1.3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности .....	21
1.3.7 Схемы подключения потребителей систем отопления и ГВС к тепловой сети .....	22
1.3.8 Технологические нарушения в тепловых сетях .....	22
1.3.9 Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет .....	23
1.3.10 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	24
1.3.11 Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей .....	29
1.3.12 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) теплоносителя, включаемых в расчет отпущенной тепловой энергии (мощности) и теплоносителя .....	37
1.3.13 Оценка фактических тепловых потерь в тепловых сетях .....	38
1.3.14 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения .....	39
1.3.15 Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям .....	39
1.3.16 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя .....	39
1.3.17 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи .....	40
1.3.18 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций .....	40
1.3.19 Перечень выявленных безхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию .....	40
Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии .....	41
Часть 5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии .....	42

1.5.1 Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха.....	42
1.5.2 Применение отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии .....	42
1.5.3 Значения годового потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления	42
1.5.4 Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии.....	43
1.5.5 Анализ существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	44
1.5.6 Оценка удельных показателей теплоснабжения перспективного энергоэффективного строительства .....	45
Часть 6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии .....	48
1.6.1 Анализ объемов перспективного прироста теплоснабжения в соответствии с этапами реализации Генерального плана Вознесенского сельсовета .....	48
1.6.1.1 Расчетные нагрузки централизованного теплоснабжения по данным Генерального плана.....	48
1.6.2 Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в сетях и присоединенной тепловой нагрузки.....	49
1.6.3 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто .....	51
1.6.4 Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю .....	51
Часть 7. Балансы теплоносителя .....	52
1.7.1 Построение балансов.....	52
1.7.2 Требования к водоподготовительным установкам котельных .....	53
1.7.3 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах теплоснабжения котельных .....	54
Часть 8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом .....	55
1.8.1 Основное топливо, резервное и аварийное топливо и возможность их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями .....	55
1.8.2 Топливные балансы источников тепловой энергии .....	55
Часть 9. Надежность теплоснабжения .....	56
1.9.1 Основные положения оценки надежности систем теплоснабжения деревни Селикла .....	56
1.9.2 Описание показателей по расчету уровня надежности .....	58
Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих организаций .....	68
Часть 11. Цены (тарифы) на тепловую энергию в сфере теплоснабжения для потребителей деревни Селикла .....	68
1.11.1 Существующие тарифы на тепловую энергию .....	68
1.11.2 Прогноз тарифов на тепловую энергию до 2029 года .....	69
1.11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения и за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности .....	72

Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения деревни Селикла .....	75
1.12.1 Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения .....	76
1.12.2 Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения деревни Селикла (перечень причин, приводящих к снижению надежного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей) .....	77
1.12.3 Аварийные ситуации в системах теплоснабжения и отопления.....	79
1.12.4 Возможные способы оперативной локализации и устранения аварийных ситуаций в системах теплоснабжения и отопления.....	83
1.12.5 Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения .....	85
1.12.6 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения .....	85
Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	86
2.1 Анализ состояния существующих программ .....	86
2.2 Площадь строительных фондов и приросты площадей строительных фондов .....	88
2.3 Состояние строительства .....	88
2.4 Прирост спроса на тепловую мощность .....	89
2.4.1 Учет энергоэффективного строительства.....	89
2.4.2 Нормативы удельного теплопотребления зданий перспективного строительства с учетом требований энергоэффективности .....	89
2.5 Территориальное расположение и темпы роста нового строительства согласно Генерального плана развития Вознесенского сельсовета.....	97
2.6 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения или долгосрочные договоры по регулируемой цене.....	99
2.7 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены договоры теплоснабжения по регулируемой цене .....	101
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения деревни Селикла .....	103
3.1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения.....	109
Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки .....	122
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 .....	122
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 .....	123
4.3 Выводы о резервах существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей .....	125
Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах .....	126
5.1 Мероприятия по снижению потерь теплоносителя до нормированных показателей ....	126

5.2	Определение перспективных расходов сетевой воды, циркулирующей в тепловых сетях в зависимости от планируемых тепловых нагрузок, принятых температурных графиков и перспективных планов по строительству (реконструкции) тепловых сетей .....	127
5.3	Расчет гидравлических режимов новых и реконструируемых тепловых сетей .....	127
5.4	Расчет производительности ВПУ котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия с учетом перспективных планов развития.....	129
Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии .....		129
6.1	Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления .....	130
6.2	Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок .....	135
6.2.1	Анализ локальных и системных факторов для обоснования предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии деревни Селикла .....	137
6.3	Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок .....	140
6.4	Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	140
6.5	Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии	141
6.5.1	Определение существующих котельных и их зон в зонах действия крупных котельных .	141
6.6	Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных, по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработки тепловой и электрической энергии .....	141
6.7	Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии .....	141
6.8	Обоснование предлагаемых для вывода в резерв или вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии .....	141
6.9	Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями .....	142
6.10	Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории деревни Селикла .....	142
6.11	Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в системе теплоснабжения Дер. Селикла и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии	142
6.12	Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системам теплоснабжения нецелесообразно.....	143
6.13	Определение радиусов эффективного теплоснабжения котельных .....	146
6.14	Основные мероприятия, предусмотренные в схеме теплоснабжения деревни Селикла по минимизации воздействия на окружающую природную среду .....	148
Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них		149

7.1	Предложения по реконструкции и строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).....	150
7.2	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную комплексную застройку во вновь осваиваемых районах города .....	150
7.3	Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.....	152
7.4	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных .....	152
7.5	Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения .....	152
7.6	Предложения по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки .....	154
7.7	Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса .....	154
7.8	Строительство и реконструкция насосных станций.....	154
	Глава 8. Перспективные топливные балансы .....	155
8.1	Топливные балансы источников тепловой энергии .....	155
8.2	Решения Генерального плана развития топливоснабжения деревни Селикла .....	155
8.3	Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории города .....	155
	Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения.....	157
9.1	Обоснование перспективных показателей надежности .....	158
9.2	Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения.....	161
	Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение .....	181
10.1	Технико-экономическая информация по строительству новых котельных .....	181
10.2	Стоимости отдельных видов работ ТЭЦ, котельных и тепловых сетей .....	182
10.3	Особенности учета демонтажа, ликвидации и динамики строительства энергетического оборудования .....	184
10.3.1	Демонтаж энергетического оборудования .....	184
10.3.2	Ликвидация котельных.....	185
10.3.3	Динамика строительства и распределения инвестиционных затрат.....	185
10.4	Обоснования затрат в реконструкцию систем теплоснабжения при переводе с открытой схемы на закрытую схему горячего водоснабжения .....	185
10.4.1	Техническая и экономическая целесообразность.....	185
10.5	Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей .....	186
10.5.1	Строительство новых котельных .....	186
10.5.2	Реконструкция существующих котельных .....	186

10.5.3	Строительство новых БМК с передачей на них нагрузок от котельных выводимых из эксплуатации.....	187
10.5.4	Оснащение приборами учета тепловой энергии котельных .....	187
10.5.5	Оснащение приборами учета тепловой энергии потребителей .....	188
10.6	Реконструкция и развитие трубопроводов тепловых сетей .....	188
10.7	Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности	191
10.7.1	Собственные средства энергоснабжающих предприятий.....	191
10.7.2	Бюджетное финансирование .....	195
10.8	Расчеты эффективности инвестиций .....	195
10.8.1.1	Методические особенности оценки эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей	195
10.8.2	Цены на топливо и тарифы на электроэнергию и тепло .....	196
10.8.3	Техническое перевооружение котельных.....	197
10.8.4	Замещение котельных путем строительства новых БМК .....	198
10.9	Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.....	198
10.9.1	Строительство и модернизация котельных .....	198
10.10	Ценовые последствия развития схемы теплоснабжения деревни Сенликла на перспективу до 2029 года.....	203
	Глава 11. Обоснование предложений по созданию единой (единых) теплоснабжающей (их) организации в деревне Селикла .....	204
11.1	Основные положения по обоснованию ЕТО .....	204
11.2	Обоснование и предложения по определению ЕТО.....	207
	Список использованных источников .....	209

## **Введение**

В современных условиях повышение эффективности использования энергетических ресурсов и энергосбережение становится одним из важнейших факторов экономического роста и социального развития России. Это подтверждено вступившим 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.

В связи с чем, 27 июля 2010 года был принят Федеральный закон №190-ФЗ «О теплоснабжении». Федеральный закон 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**

### **Часть 1. Функциональная структура теплоснабжения**

Вознесенский сельсовет расположен на юго - западе Новосибирской области – в бассейне реки Омь. На территории поселения общей площадью 33 136 га, расположено 4 населенных пункта. Численность населения поселения на 1 января 2012 года составила 1 470 человек. Административный центр – село Вознесенка расположено в 20 км от районного центра с. Венгерово, в 80 км от железнодорожной станции Чаны и в 580 км от г. Новосибирска. Протяженность поселения с севера на юг составляет 25 км, с запада на восток 21 км. С северо-западной и западной стороны Вознесенский сельсовет граничит с муниципальным образованием Усть-Тарковский район Новосибирской области, на северо-востоке с Петропавловским 2 сельсоветом, на западе с Тартасским и Новотартасским сельсоветами, на юго-западе с Сибирцевским 1 сельсоветом, на юге с муниципальным образованием Татарский район Новосибирской области. Установлено автобусное сообщение со всеми селами поселения.

Климат Вознесенского района, относится к умеренно-континентальному типу с холодной зимой и жарким летом. Для него характерны резкие колебания температуры и осадков. Природные условия поселения – северная лесостепь, лугово-черноземные почвы, много сенокосных угодий и сумма температурных дней дают возможность выращивать среднеспелые сорта пшеницы, овес, ячмень, рожь, гречиху, просо, рыжик, горчицу, развивать крупное скотоводство молочно-мясного направления.

На территории поселения расположены 4 населенных пункта: с. Вознесенка, д. Селикла, д. Ахтырка и д. Малинино. На протяжении последних лет численность населения постоянно снижается. Все население сельское. Крупным селом считается – с. Вознесенка. Этнический состав населения следующий: русские-85,%, немцы-10%, татары-5%. Основа экономики поселения заложена и сформирована исторически как имеющая сельскохозяйственную направленность.

По данным Администрации Вознесенского сельсовета численность постоянного населения на 01.01.2012 г. составила 1471 человек. По состоянию на 2012 г. жилой фонд Вознесенского сельсовета (по данным социального паспорта) составил 26,7 тыс. кв. м., в том числе государственная и муниципальная собственность – 456 кв.м., частная собственность - 25444 кв.м.

Административный центр - с. Вознесенка с населением 933 человека.

Теплоснабжение существующей жилой застройки, соцкультбыта сельскохозяйственных предприятий осуществляется от существующих угольных котельных. Индивидуальный жилой фонд отапливается печным отоплением с использованием в качестве топлива – дрова, уголь.

Эксплуатацией котельной деревни Селикла занимается ЗАО «ЖКХ «Северное». Основная доля потребителей услуг теплоснабжения приходится на бюджетную сферу: 2009 год – 100 %, 2010 год – 100 % и 2011 год 100 %.

Установленная мощность котельной дер. Селикла 0,43 Гкал/ч., присоединенная нагрузка 0,246 Гкал/ч.

Тарифы на тепловую энергию, отпускаемую ЗАО «ЖКХ «Северное» в 2023 году тариф составил 4700 руб./Гкал.

Организация на основании концессионного соглашения от 19.10.2022г №1 эксплуатирует в дер. Селикла:

- 1 котельную
- 2 котла общей производительностью 0,43 Гкал/ ч.;
- 0,247 км тепловых сетей.

Котельная работает на угле.

Тип теплоносителя в тепловых сетях - горячая вода.

Отопительный период составляет восемь месяцев, с 15 сентября по 15 мая.



## **Рисунок 1 - Зона действия теплоснабжающей организации ЗАО «ЖКХ «Северное» д. Селикла**

На сегодняшний день проблема котельной дер. Селикла состоит в неэффективной работе угольных котлов, связанной с мощностью котельного оборудования, которая по своим параметрам не соответствует подключенной нагрузке потребителей. Загрузка котельной по данным экспертизы составляет 35%, что влечет за собой большой перерасход топлива и электроэнергии. В связи с ветхостью здания идут большие потери тепловой энергии на собственные нужды. Тепловые сети протяженностью 247 метра все из которых требуют замены.

Перспектива развития системы теплоснабжения Вознесенского сельсовета заключается в установке энергосберегающей модульной котельной в д. Селикла, это замена старых металлических труб протяженностью 247 метра на трубы в пенополиуретановой оболочке, что приведет к уменьшению теплопотерь и снижению расходов на ремонт теплосети.

В результате реализации мероприятий вопрос теплоснабжения потребителей будет нормализован, а показатели эффективности работы системы теплоснабжения приведены к нормативным.

### **Часть 2. Источники тепловой энергии**

#### **1.2.1.1. Технические характеристики котельных**

В деревне Селикла расположена одна котельная с установленной тепловой мощностью 0,43 Гкал/ч. Основным топливом для котельной является уголь, резервное топливо не предусмотрено.

Зона действия котельной: Котельная обеспечивает отопление 4-х зданий: школа, гараж, узел связи и дом культуры, а также нагрузку на систему вентиляции дома культуры.

Система теплоснабжения представляет собой 2-х трубную тепловую сеть от котельной, протяженность которой составляет 247 м.

В состав основного оборудования котельной входят:

- 2 водогрейных котла КВр – 0,25.

Регулирование отпуска теплоты осуществляется на котельной путем изменения температуры теплоносителя при изменении температуры наружного воздуха (качественное регулирование).

В таблице 1 приведены паспортные характеристики установленных котлов.

**Таблица1 - Характеристики котлов**

Наименование	Количество, шт	Теплопроизводительность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию	КПД, %	Температура воды на выходе, °С
КВр-0,25	2	0,215	2013	80	80

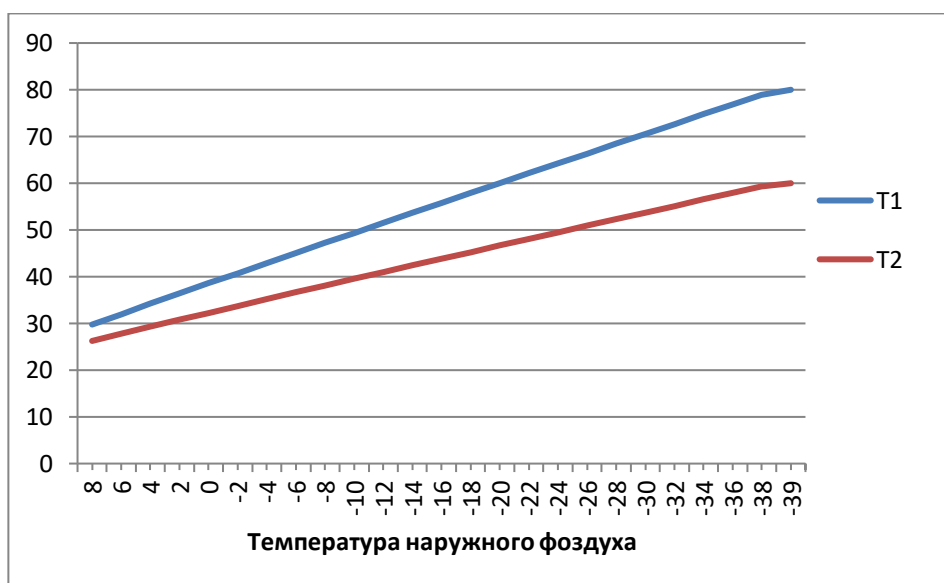
Нормативный срок службы котлов 10 лет.

Для циркуляции воды в системе теплоснабжения используются 2 сетевых насоса марки ИЛ32/160-2.2/2, один из которых резервный, два циркуляционных насоса марки ИЛ32/140-1,5/2, один из которых резервный

Для подпитки тепловой сети используется 2 подпиточных насоса марки РВ-400ЕА, один из которых резервный.

Вода на подпитку поступает из водопровода. Водоподготовка предусмотрена путем дозирования реагентов автоматической системой «Комплексон – 6».

Регулирование отпуска теплоты – центральное качественное по нагрузке отопления, в соответствии с утвержденным температурным графиком 80/60 °С (рисунок 2).



**Рисунок 2 - Температурный график тепловой сети от котельной дер. Селикла**

Установленная тепловая мощность котельной – 0,43 Гкал/ч.

Располагаемая тепловая мощность котельной – 0,43 Гкал/ч.

Ограничение тепловой мощности – нет.

Присоединенная нагрузка - 0,246 Гкал/ч, из них отопление – 0,174 Гкал/ч, Вентиляция - 0,072 Гкал/ч.

### 1.2.1.2. Анализ существующего положения по котельной

Модульная котельная дер. Селикла введена в эксплуатацию в январе 2013 года.

Всю тепловую нагрузку потребителей дер. Селикла покрывает котельная (100 %), что не соответствует требованиям Федерального закона №190-ФЗ «О теплоснабжении», который указывает на обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

В таблице 2 представлены данные для анализа загрузки котельной дер. Селикла.

**Таблица2** - Установленная мощность и присоединенная тепловая нагрузка по котельной дер. Селикла

Котельная	Установленная мощность (Гкал/ч)	Присоединенная нагрузка (Гкал/ч )	Процент загрузки котельной, %
Котельная дер. Селикла	0,43	0,246	57

Как следует из таблицы 2, загрузка котельной не превышает 57 %

Таким образом, котельная дер. Селикла имеет избыточную тепловую мощность.

В таблице 3 приведены данные по полезному отпуску и годовому расходу условного топлива котельной дер. Селикла.

**Таблица3** - Полезный отпуск и годовой расход условного топлива котельной дер. Селикла

Район	Годовая выработка тепла, Гкал/год	Годовой расход условного топлива, тунт
Котельная дер. Селикла	1360	236,2

В таблице 4 приведены данные по среднему удельному расходу условного топлива на 1 Гкал тепловой энергии по котельной дер. Селикла.

**Таблица4** - Удельный расход условного топлива котельной деревни Селикла

Котельная	Средний удельный расход условного топлива на отпуск тепла, кгунт/Гкал
Котельная дер. Селикла	173,7

Как следует из таблицы 4, средний удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии в котельных сельского поселения составляет 173,7 кгунт/Гкал. Паспортный КПД угольных котлов, установленных в котельной 80 %.

Модульная котельная представляет собой отдельно стоящее здание.

В таблице 5 представлены данные по средневзвешенному сроку службы котлоагрегатов котельной дер. Селикла.

**Таблица5 - Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельной**

Район	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, лет
Котельная дер.Селикла	1

Нормативный срок службы котлов определяется в зависимости от их типа и марки завода изготовителя. Нормативный срок службы, установленных в котельной дер. Селикла, котлов составляет 10 лет.

Как следует из таблицы 5, средневзвешенный срок службы котлов в котельной дер. Селикла составляет 1 год, что говорит о небольшом сроке службы котлов, не превышающем нормативный.

В таблице 6 представлены данные по средневзвешенному сроку службы котлоагрегатов котельной и среднему удельному расходу условного топлива на 1 Гкал тепловой энергии в дер. Селикла.

**Таблица6 - Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов котельных и средний удельный расход условного топлива**

Район	Средневзвешенный срок службы котлоагрегатов, лет	Средний удельный расход условного топлива на отпуск тепла, кг/Гкал
Котельная дер. Селикла	1	173,7

С учетом периода разработки схемы теплоснабжения до 2029 года не потребуется поэтапная замена котлоагрегатов котельной дер. Селикла, в связи с тем, что средневзвешенный срок службы котлоагрегатов не превышает 1 года.

В таблице 7 представлены основные требования Федеральных законов, Постановлений Правительства и т.п. по модернизации котельных.

**Таблица7 - Требования Федеральных законов, Постановлений Правительства по модернизации котельных**

№п/п	Концептуальные положения	Требования ФЗ, Постановления, стратегии и т.п.
1	Определение радиуса эффективного теплоснабжения источника тепловой энергии	190ФЗ, ст.2, п.30
2	Закрытие не эффективных котельных с передачей тепловой нагрузки на современные модульные котельные или присоединение к централизованному теплоснабжению от ТЭЦ	190ФЗ, ст.3, п.4
3	Обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для организации теплоснабжения. Для чего: а) Для отдельно стоящих котельных с тепловой мощностью 3 МВт и выше, при соответствующем технико-экономическом обосновании, применять газопоршневые когенерационные установки для одновременной выработки тепловой (в объеме	190ФЗ, ст.3, п.3

№п/п	Концептуальные положения	Требования ФЗ, Постановления, стратегии и т.п.
	<p>полного покрытия нагрузки ГВС) и электрической энергии. Остальная тепловая нагрузка покрывается дополнительными котлами.</p> <p>б) При модернизации котельных свыше 10 МВт рассматривать целесообразность надстройки котельных с превращением их в мини-ТЭЦ для покрытия собственных нужд и возможности параллельной работы с сетью</p>	
4	<p>Вывести из эксплуатации неэффективное котельное оборудование и газовые котлы устаревших конструкций с КПД ниже 92 %.</p> <p>В целях более полного использования энергии топлива рекомендуется применять конденсационные котлы или устанавливать теплообменники поверхностного типа на тракте дымовых газов после котлов.</p>	261ФЗ, глава 7, ст.24
5	<p>При вводе в эксплуатацию вновь построенной модульной котельной взамен существующей на «старые» тепловые сети и внутридомовые системы – применять преимущественно двухконтурные системы отопления и ГВС.</p> <p>В качестве теплообменного оборудования в автономных котельных применять пластинчатые теплообменники.</p> <p>В автономных котельных должны применяться автоматизированные блочные станции водоподготовки.</p>	261 ФЗ
6	В отдельных случаях при плотной застройке (в старых районах города) применять крышные котельные в системах отопления и горячего водоснабжения в жилых и общественных зданиях, установленной тепловой мощностью до 3МВт	

С точки зрения величины удельного расхода топлива на выработку тепловой энергии, фактические показатели не превышают паспортных значений.

Таким образом, котельная дер. Селикла является эффективной и не требует замены и реконструкции.



### **Часть 3. Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты**

#### **1.3.1 Описание структуры тепловых сетей**

Транспорт тепла от централизованных источников до потребителей осуществляется по распределительным сетям. Модернизация тепловой сети осуществлена в 2019 году.

Теплоснабжающее предприятие ЗАО ЖКХ «Северное» имеет на балансе и обслуживает все тепловые сети дер. Селикла, что составляет 247 метров. Трубопровод выполнен из металлических труб в ППУ изоляции Ø89-114 мм, способ прокладки подземный.

#### **1.3.2 Тепловые сети от централизованных источников теплоснабжения**

##### **Тепловые сети от котельной дер. Селикла**

Тепловая сеть от котельной двухтрубная, один вывод из котельной обеспечивает расчетную нагрузку отопления и вентиляции – 0,246 Гкал/ч, в том числе нагрузку вентиляции 0,072 Гкал/ч здания Дома Культуры.

Сеть тупиковая, радиус действия сети 150 м.

Прокладка трубопроводов подземная.

Тепловая изоляция выполнена из пенополиуретана.

На источнике тепловой энергии принят качественный способ регулирования отпуска тепловой энергии по отопительной нагрузке с расчетными параметрами 80/60 °С.

На тепловых сетях устройства автоматического регулирования и защиты тепловых сетей не предусмотрены.

Наиболее распространенной схемой присоединения потребителей к тепловой сети является схема непосредственного присоединения систем отопления потребителей без использования смешивающих устройств.

Данные по протяженности тепловых сетей 0,247(км), представлены на рисунке 3.

Схема тепловых сетей от котельной дер. Селикла приведена на рисунке 3.

100% тепловых сетей введены в эксплуатацию до 1989 года.

Компенсация температурных деформаций трубопроводов осуществляется за счет использования участков самокомпенсации (углов поворота трассы) и П-образных компенсаторов.

В местах ответвлений трубопроводов от главной магистрали предусмотрены площадки для обслуживания тепловых сетей и арматуры, установленной на них.

Тепловые сети потребителей не оборудованы контрольно-измерительными приборами. Тепловые сети оборудованы фланцевой и муфтовой запорной арматурой.

Прокладка трубопровода под дорогой предусмотрена в футляре.

### **1.3.3 Инженерно-геологическая характеристика грунта в местах залегания тепловых сетей**

Территория Венгеровского района Новосибирской области в том числе и дер. Селикла расположена на территории Западно-Сибирской равнине, поэтому её поверхность в основном равнинна.

Территория муниципального образования находится в северо-западной части Новосибирской области, слева от реки Обь, так называемое левобережье. Лево-бережье - это низменная Барабинская равнина и Кулундинская степь, средняя высота которой 120 метров над уровнем моря. Характерной особенностью

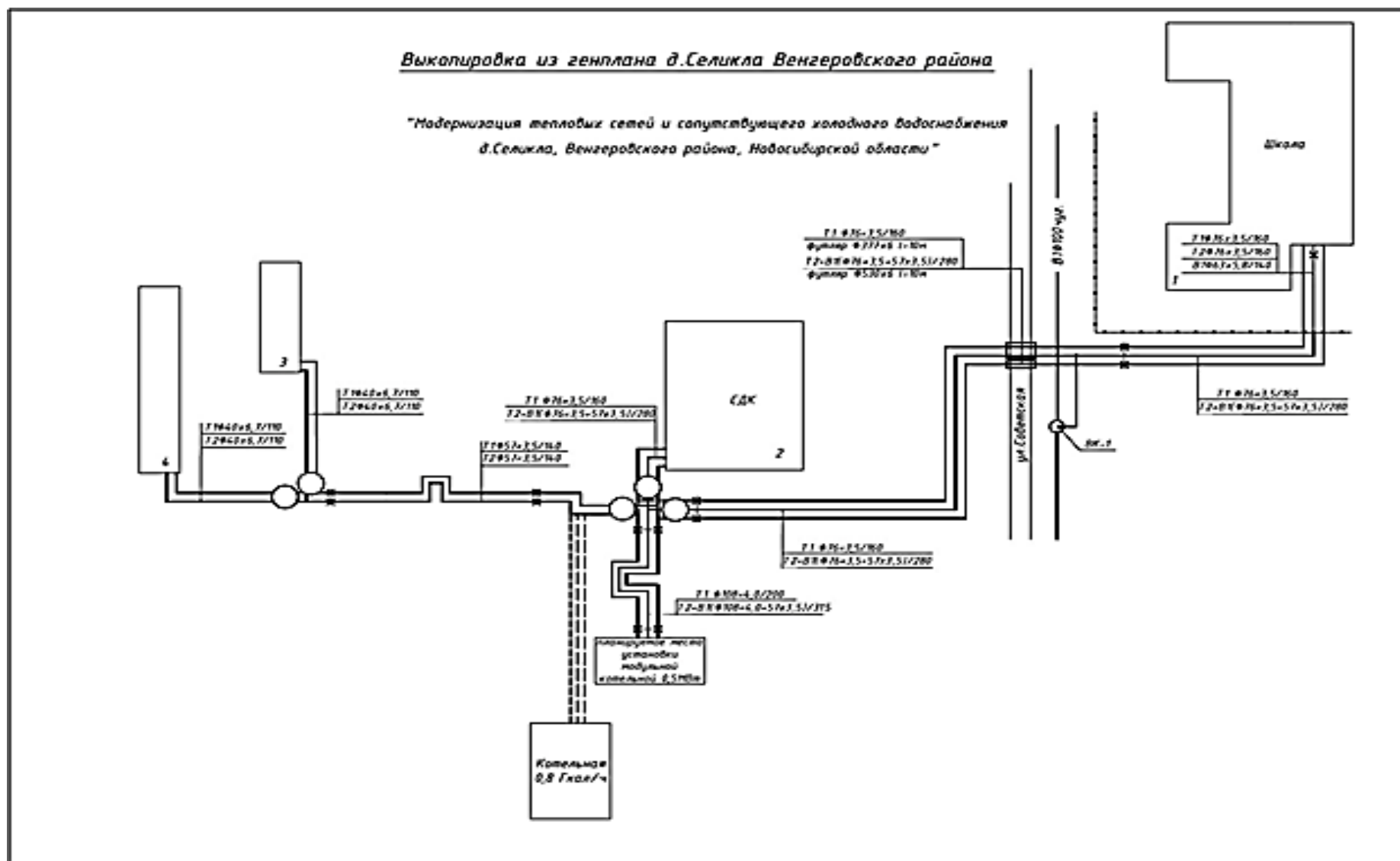


Рисунок 3 - Схема централизованного теплоснабжения от котельной д.Селикла

лево- бережной равнины являются гривы – продолговатые возвышенности с пологими склонами. Гривы тянутся параллельно друг другу с юго-запада на северо-восток, их высота составляет от двух до десяти метров. Межгривные понижения замкнуты, бессточны и заняты зарастающими озерами, болотами, сырыми солончаковыми лугами. Гривы – это бывшие водоразделы древних рек, образовавшиеся при таянии ледника тысячи лет назад. В системе района сельсовет расположен в южной его части, для которой, в основном, характерен гривистый рельеф.

По схеме геоботанического районирования территория относится к лугово- болотной лесной зоне, район – болотно-озерно-солончаковой. Наиболее повышенные участки рельефа распаханы, а сенокосы и пастбища располагаются на пониженных участках рельефа.

Степень изученности почвообразующих пород в данное время такова, что с полной определённой можно выделить только их типы по механическому составу и указать основные закономерности их распространения. Фактические материалы, накопленные главным образом почвенной партией

Новосибирской экспедиции «Росгипрозем», позволяют сделать вывод о том, что смена одних типов почвообразующих пород другими происходит по геоморфологическим районам и элементам рельефа, отражая генетическую неоднородность тех и других. На территории сельского совета почти повсюду почвы сформировались на лёссовидных породах, главным образом тяжёлых иловатокрупнопылеватых карбонатных суглинках.

Лёссы и лёссовидные суглинки очень податливы процессам водной эрозии. Особенностью химического состава почвообразующих пород чернозёмной зоны является их карбонатность, в отдельных районах – засоленность.

В долинах рек почвы часто формируются на песчаном и супесчаном субстрате. Главными факторами, под влиянием которых сформировался современный рельеф, являются эпейрогенические движения, процессы водной аккумуляции и эрозии, действовавшие в сложной взаимосвязи.

Крупными массивами располагаются почвы автоморфного ряда (чернозёмы, серые лесные оподзоленные). Незначительное место занимают полугидроморфные и гидроморфные почвы (лугово-чернозёмные, чернозёмно-луговые, луговые, лугово-болотные), приуроченные к местным полузамкнутым и замкнутым понижениям, к днищам балок.

В основном, под лесами сформировались серые лесные оподзоленные почвы. Засоленная заболоченная лесостепь (Центральная Бараба) охватывает Венгеровский район. Для района заболоченной засоленной лесостепи характерны солонцы.

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

Запорная и регулирующая арматура тепловых сетей располагается:

- на выходе из источника тепловой энергии;
- в узлах на трубопроводах ответвлений;
- в индивидуальных тепловых пунктах непосредственно у потребителей.

Основным видом запорной арматуры на тепловых сетях являются шаровые клапаны и стальные задвижки.

### 1.3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

При надземной прокладке трубопроводов тепловых сетей для обслуживания арматуры предусмотрены стационарные площадки шириной 0,6 м с ограждениями и лестницами.

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

Отпуск тепловой энергии в сеть от котельной осуществляется путем качественного регулирования по нагрузке отопления согласно установленным температурным графикам.

Существующий фактический температурный график – 80/60 °С (рисунок 4). Нагрузка ГВС в дер. Селикла не предусмотрена. Температурный график является обоснованным.

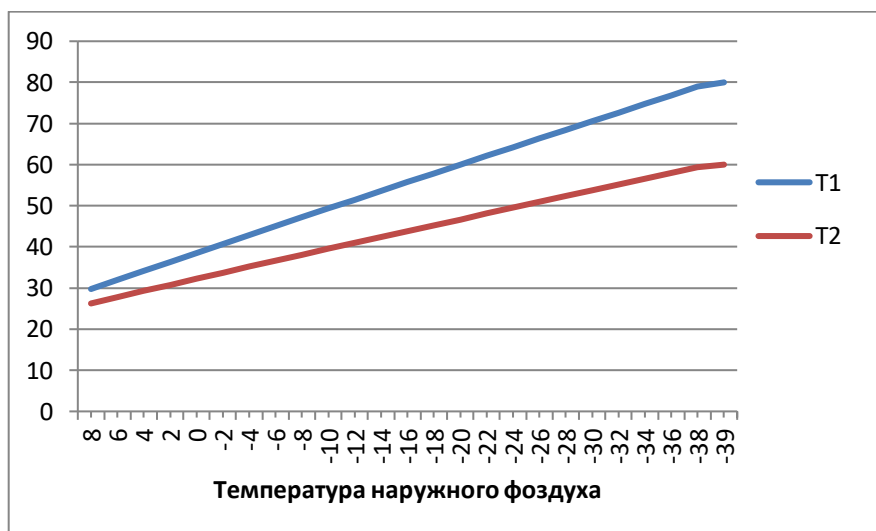
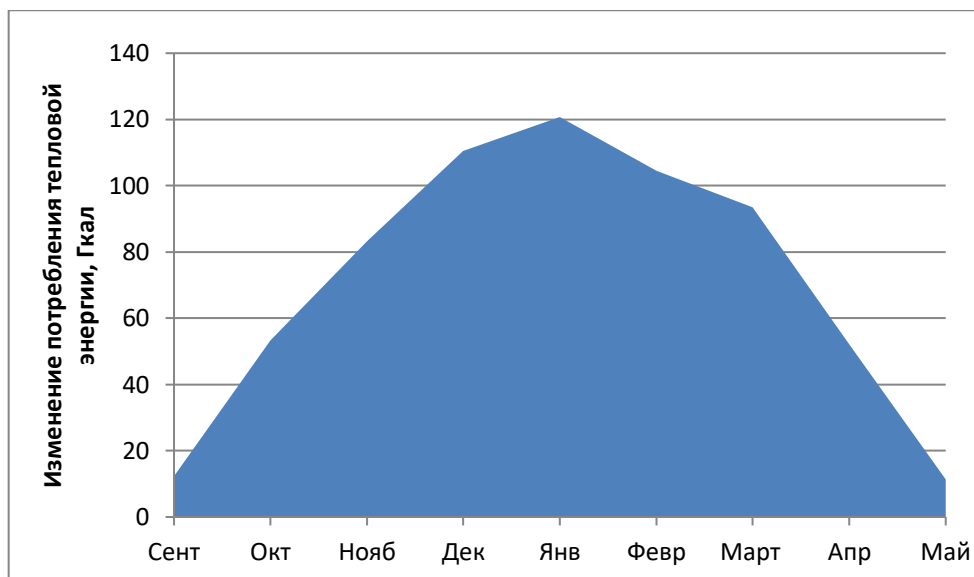


Рисунок 4 - Температурный график тепловой сети

На рисунке 5 показан график потребления тепловой энергии за отопительный период.

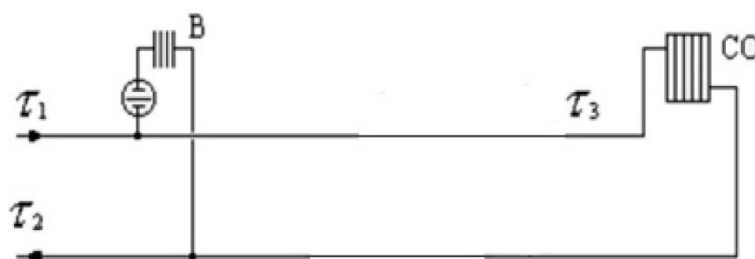


**Рисунок 5 - Потребление тепловой энергии от котельной дер. Селикла за отопительный период**

### **1.3.7 Схемы подключения потребителей систем отопления и ГВС к тепловой сети**

Все потребители деревни Селикла присоединены к тепловой сети по зависимой схеме с непосредственным присоединением систем отопления к тепловой сети без использования смешивающих устройств (рисунок 6).

Система ГВС не предусмотрена.



**Рисунок 6 - Непосредственное присоединение системы отопления к тепловой сети**

### **1.3.8 Технологические нарушения в тепловых сетях**

Анализ нарушений в тепловых сетях не проводился. Статистика по количеству инцидентов на тепловых сетях предоставлена не была.

### 1.3.9 Статистика восстановлений тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

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 (теплоносителя) в полном объеме потребителям первой категории;

- подача тепловой энергии (теплоносителя) на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице 8;

- 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 8 - 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

### **1.3.10 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**

Система диагностики тепловых сетей предназначена для формирования пакета данных о состоянии тепломагистралей дер. Селикла. В условиях ограниченного финансирования целесообразно планировать и производить ремонты тепловых сетей исходя из их реального состояния, а не в зависимости от срока службы. При этом предпочтение имеют неразрушающие методы диагностики. За основу описания процедур диагностики состояния тепловых сетей принят РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом» (Минэнерго).

Начинать диагностику состояния тепловой сети необходимо с анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации. Анализ проектной и эксплуатационной документации можно проводить в соответствии с РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» (Минтопэнерго), или в соответствии с РД 12-411-01 «Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов» (Госгортехнадзор). Результаты анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации рекомендуется оформлять по следующей форме: (форма 1 РД 102-008-2002).

Исходные данные для анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации:

1. Наименование и принадлежность организации, эксплуатирующей трубопровод;
2. Полное наименование, назначение и шифр трубопровода, год ввода в эксплуатацию;
3. Общая длина трубопровода, м; план-схема и профиль трассы трубопровода с привязками к надземным сооружениям, водным преградам, переходам через дороги, пересечениям, врезкам к т.п.;
4. Проектное давление, МПа;
5. Рабочее давление, МПа;
6. Сведения о коррозионной агрессивности транспортируемого продукта и окружающего грунта (опасность питтингообразования по ИСО 11463, биокоррозии по РД 39-3-973-83 расчетные данные о скорости локальной коррозии по номинальным показателям);
7. Сведения о количестве, причинах отказов (аварий) и выполненных ремонтов трубопровода с привязками по участкам трассы;



8. Даты проведения предыдущих диагностических обследований, основные выводы по их результатам, организация-исполнитель;

9. Дополнительная информация.

Затем производится осмотр трассы трубопровода. Рекомендуется его выполнять в соответствии с РД 34-10-130-96 «Инструкция по визуальному и измерительному контролю» (Минтопэнерго) для получения информации о текущем состоянии тепловой сети и уточнения объема подготовительных работ. Результаты осмотра рекомендуется оформлять по форме 2 РД 102-008-2002 (таблица 9).

**Таблица9 - Результаты визуального осмотра трассы тепловой сети**

Нулевая или контрольная точка начала обследования (наземное сооружение или переход, задвижка, кран, камера приема-пуска, пересечение с железной или автомобильной дорогой, водный переход и т.п.)	Отклонение от проекта	Привязка к нулевой или контрольной точке отсчета значений продольной координаты
---	-----------------------	---

Затем приступают к подготовительным работам, которые выполняют до начала проведения диагностических работ.

К диагностике состояния тепловых сетей приступают после окончания всех подготовительных работ. Во время работ по обследованию ведется Полевой журнал обследования по форме 3 РД 102-008-2002 (таблица 10).

**Таблица10 - Результаты визуального осмотра трассы тепловой сети**

Полевой журнал магнитометрического обследования				
Эксплуатирующая Организация - (Владелец)				
— Наименование				
трубопровода _____				
Участок обследования Км _____ Км _____				
Точка «0» _____				
Дата _____ Время: начало записи _____ конец записи _____				
Привязки на местности				
Название файла, направление обследования	Точки	Метры	Сооружение, ситуация. Переход Начало/конец Правый берег/левый	GPS-привязка
1	2	3	4	5

По результатам полевого этапа магнитометрического обследования составляется Протокол по форме 4 РД 102-008-2002 (таблица 11).

**Таблица 11 - Форма протокола магнитометрического обследования**

В соответствии с Договором № _____ от _____ в период _____ 200__ г. выполнено магнитометрическое обследование трубопровода	
— Наименование трубопровода организации-владельца и эксплуатирующей организации на участке _____ границы и протяженность обследованного участка км.. ИК резервные точки	
От Заказчика:	От Исполнителя:

После окончания полевого этапа обследования в стационарных условиях осуществляют камеральную обработку данных. Её осуществляют с целью уточнения координат участков тепловой сети, а также оценки опасности дефектов и общего напряженного состояния тепловой сети для ранжирования её участков по классам технического состояния.

По результатам обработки данных составляют «Ведомость выявленных аномалий».

По результатам анализа всей собранной информации оформляется «Заключение о техническом состоянии объекта диагностики». В процессе формирования Заключения полученную информацию систематизируют с отражением основных результатов в виде таблиц, графиков и совмещенной ситуационной план-схемы трассы тепловой сети.

При помощи различных методов диагностики технического состояния тепловой сети можно ответить на вопрос – какие участки нуждаются в первоочередной замене, а на каких можно обойтись локальными ремонтными работами. В зависимости от этого следует осуществлять планирование капитальных (текущих) ремонтов.

Существующее разнообразие видов диагностирования тепловых сетей методами неразрушающего контроля позволяет получить полную и точную картину технического состояния.

**Методы технической диагностики, применяемые при эксплуатации тепловых сетей**

**Опрессовка на прочность повышенным давлением.** 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.

#### **Методы технической диагностики, не нашедшие применения при эксплуатации тепловых сетей**

**Метод акустической диагностики.** Применение данного метода предполагает использование корреляторы усовершенствованной конструкции. Акустическая диагностика имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок ТС.

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

**Метод магнитной памяти металла.** Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом ТС. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.



**Метод «Wavemaker»** - данная современная ультразвуковая система предназначена для оценки состояния трубопроводов и позволяет быстро обнаруживать коррозию и другие дефекты на наружных и внутренних поверхностях тепловых сетей (так называемая система скринингового тестирования труб).

Метод направленных волн, используемых при контроле, полностью отличается от методов, используемых при традиционных способах УЗК. Вместо сканирования области трубы, расположенного непосредственно под датчиками, направленные волны путешествуют вдоль тела трубы. Это позволяет проинспектировать десятки метров трубы при помощи кольца датчиков, расположенных в одном месте.

#### **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 тепловых сетей. 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.

#### **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.

На предприятии должен быть организован ремонт тепловых сетей – капитальный и текущий. На все виды ремонта тепловых сетей должны быть составлены перспективные и годовые графики. Графики капитального и текущего ремонтов разрабатываются на основе результатов анализа проведенной диагностики и выявленных дефектов. Порядок проведения текущих и капитальных ремонтов тепловых сетей регламентируется следующими документами:

- Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения (утверждена приказом Госстроя России от 13.12.2000. № 285 и согласована с Госгортехнадзором России и Госэнергонадзором Минэнерго России);
- Положение о системе планово-предупредительных ремонтов основного оборудования коммунальных теплоэнергетических предприятий (утверждена приказом Минжилкомхоза РСФСР от 06.04.1982 № 214);
- Инструкция по капитальному ремонту тепловых сетей (Утверждена приказом Минжилкомхоза РСФСР от 22.04.1985 № 220);
- РД 153-34.0-20.522-99 «Типовая инструкция по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей» (утверждена РАО ЕЭС России 09.12.1999);
- СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» (утверждены РАО ЕЭС России 25.12.2003).

При планировании капитальных и текущих ремонтов тепловой сети следует иметь в виду, что нормативный срок эксплуатации составляет 25 лет.

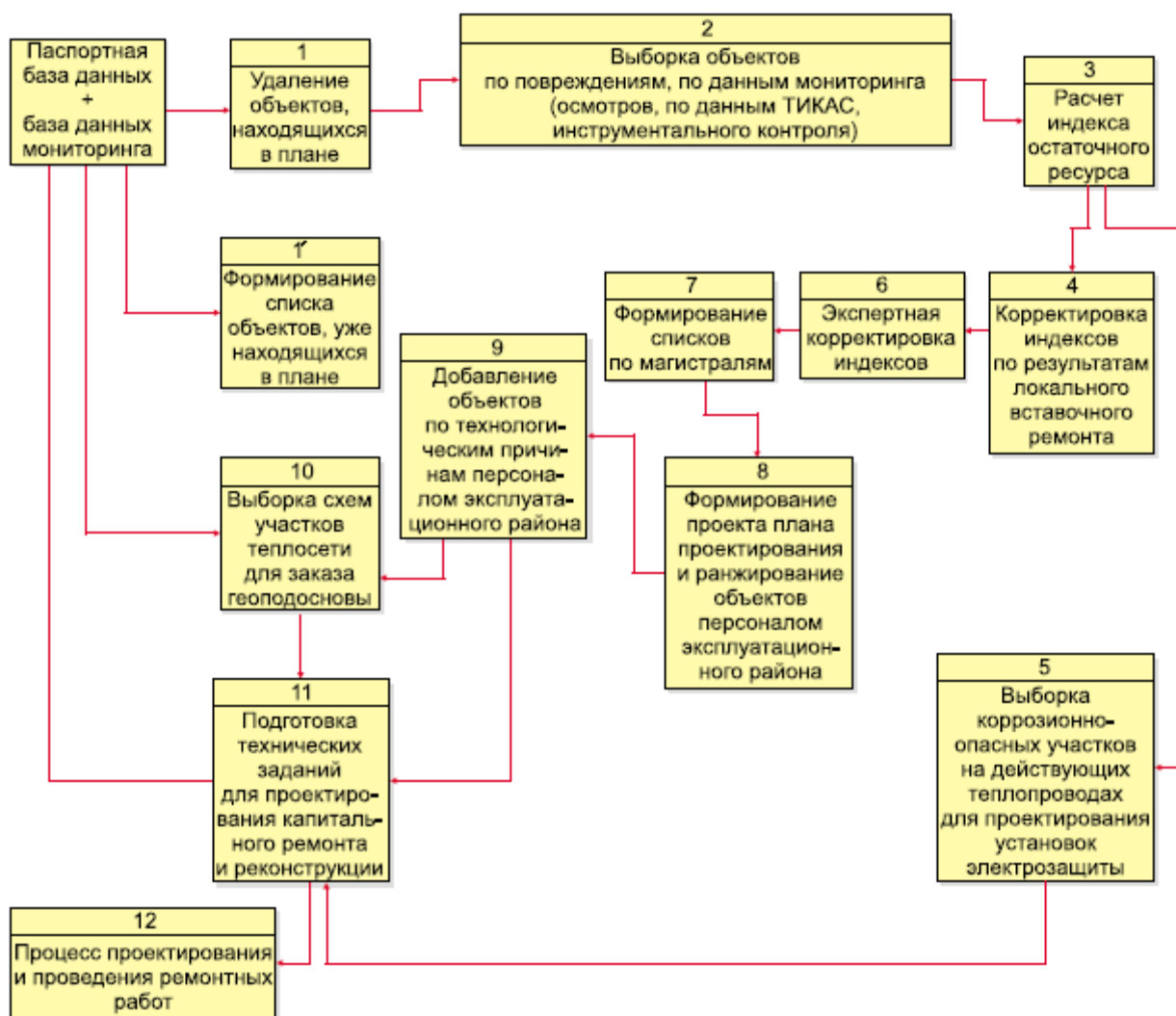
**Схема формирования плана проектирования переключков** на основе данных мониторинга состояния прокладок ТС представлена на рисунке 7.

Общая длина сетей в однострубнои исчислении порядка 18,1 км. Проблемных сетей, которые требуют переключки, порядка 14,5 км.

#### **1.3.11 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 констатируется следующее:



**Рисунок 7 - Схема формирования плана проектирования и переключений**

1. Техническое освидетельствование тепловых сетей должно производиться не реже 1 раза в 5 лет (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 горячего водоснабжения и отопления давлением 1,25 рабочего, но не ниже 1 МПа (10 кгс/см<sup>2</sup>), системы отопления с чугунными отопительными приборами давлением 1,25 рабочего, но не ниже 0,6 МПа (6 кгс/см<sup>2</sup>), а системы панельного отопления давлением 1 МПа (10кгс/см<sup>2</sup>) (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 (п.1.3,1.4 РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя»).

Периодичность данных испытаний определяется техническим руководителем эксплуатирующей организации.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла. Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90 °С (п.6.91 МДК 4-02-2001).

Испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя должны проводиться в соответствии с РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя».

При этом следует иметь в виду, что испытание на максимальную температуру теплоносителя тепловых сетей, эксплуатирующихся длительное время и имеющих ненадежные участки, следует проводить после летнего ремонта и предварительного гидравлического испытания этих участков на прочность и плотность, но не позднее чем за три недели до начала отопительного сезона.

Запрещается одновременное проведение испытания тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя и гидравлического испытания тепловых сетей на прочность и плотность.

При испытании на максимальную температуру теплоносителя температура воды в обратном трубопроводе тепловой сети не должна превышать 90 °С.

4. Испытанию на гидравлические потери должны подвергаться тепловые сети в целях определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности.

Данный вид испытаний проводится в соответствии с РД 34.20.519-97 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери». Испытания тепловых сетей на гидравлические потери должны проводиться один раз в пять лет. График этих испытаний устанавливается техническим руководителем эксплуатирующей организации (п.6.97 МДК 4-02-2001).

5. Тепловые сети должны подвергаться испытаниям для определения тепловых потерь. Целью тепловых испытаний является определение тепловых потерь различными типами прокладок и конструкциями изоляции трубопроводов, характерными для данной тепловой сети.

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

Испытаниям следует подвергать те участки сети, у которых тип прокладки и конструкция изоляции являются характерными для данной сети, что дает возможность распространить результаты испытаний на тепловую сеть в целом. Тепловые испытания должны производиться один раз в 5 лет. При этом выявляются изменения теплотехнических свойств изоляционных конструкций вследствие старения в процессе эксплуатации, ввода новых и реконструкции действующих тепловых сетей (РД 34.09.255-97).

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

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером 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:

- проверить выполнение всех подготовительных мероприятий;
- организовать проверку технического и метрологического состояния средств измерений согласно нормативно-технической документации;
- проверить отключение предусмотренных программой ответвлений и тепловых 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 теплоснабжения, 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 рабочего 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.

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 теплоснабжения.

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.

Испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери проводятся при отключенных ответвлениях тепловых пунктов систем теплопотребления.

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:

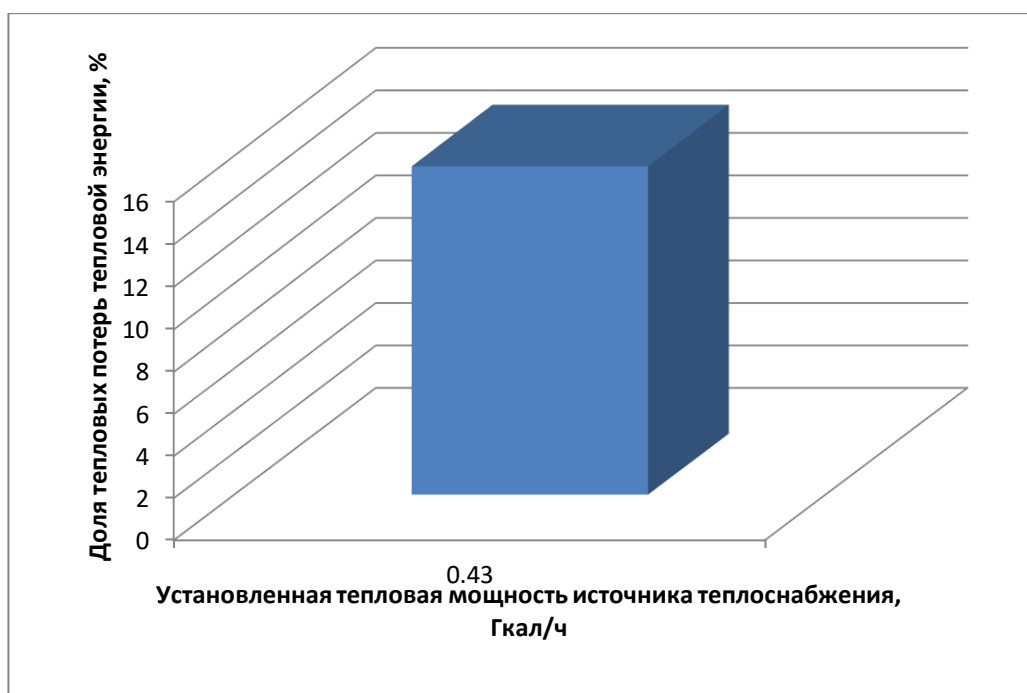
- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания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

### **1.3.12 Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности) теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя**

На предприятиях, эксплуатирующих тепловые сети поселения, ежегодно производятся расчеты нормативных значений технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях и системах теплоснабжения. Расчеты производятся в соответствии с «Инструкцией по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии», утвержденной Приказом Минэнерго РФ от 30.12.2008 г. № 325.

На рисунке 8 приведена доля потерь тепловой энергии в зависимости от мощности источника.



**Рисунок 8 - Доля потерь тепловой энергии в зависимости от мощности источника**

В таблице 12 приведена информация об утверждённых нормативах технологических потерь по источнику теплоснабжения.

**Таблица12 - Утвержденные нормативы технологических потерь по источнику теплоснабжения**

Источник	Установлен ная тепловая мощность	Подключен ная тепловая нагрузка	Полезный отпуск тепловой энергии	Нормативн ые тепловые потери	Доля тепловых потерь тепловой энергии
	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал	Гкал	%
Котельная дер. Селикла	0,43	0,246	668,71	106	15,5

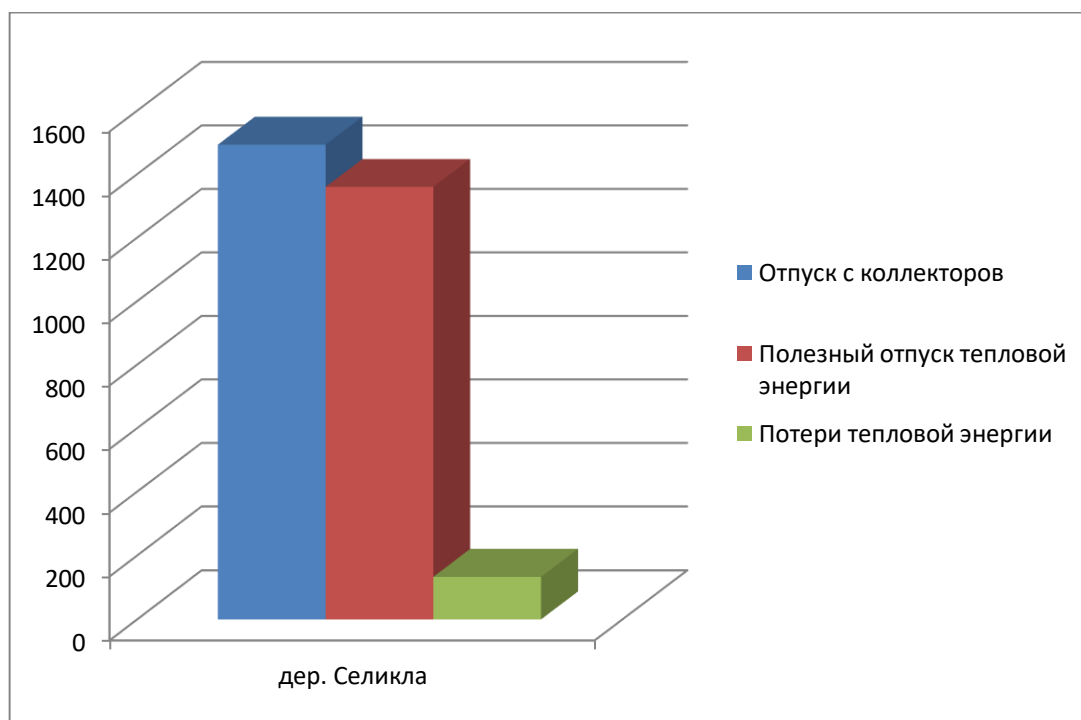
### 1.3.13 Оценка фактических тепловых потерь в тепловых сетях

МУП ЖКХ «Вознесенское» определяют потери тепловой энергии в сетях расчетным способом.

На рисунке 9 приведен баланс тепловой энергии от теплоснабжающей компании, обслуживающей потребителей дер. Селикла.

Величина потерь ежегодно утверждается комитетом по тарифам и ценовой политике Новосибирской области. Потери по МУП ЖКХ «Вознесенское» находятся на уровне 8,4 % от отпуска тепловой энергии в сеть потребителям.

Приборы учета тепловой энергии у всех потребителей отсутствуют.



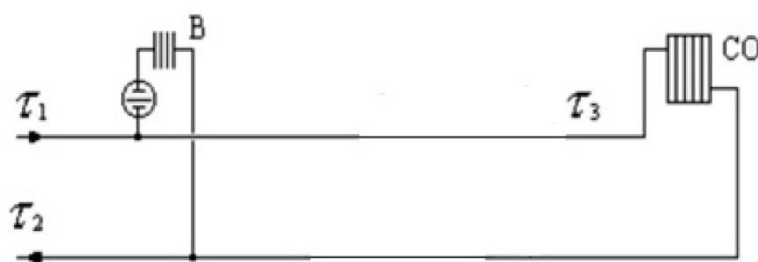
**Рисунок 9 - Баланс тепловой энергии теплоснабжающей компании**

### **1.3.14 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения**

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловых сетей дер. Селикла по состоянию на 2012 год отсутствуют.

### **1.3.15 Описание типов присоединений теплотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям**

На территории дер. Селикла распространена схема подключения систем отопления потребителей: непосредственное присоединение без смешения (рисунок 10).



**Рисунок 10 - Непосредственное присоединение системы отопления к тепловой сети**

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

Руководствуясь пунктом 5 статьи 13 Федерального закона от 23.11.2009г. №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.

В настоящее время, приборами учета тепловой энергии потребители не оборудованы.

В котельной дер. Селикла установлен теплосчетчик-регистратор марки ЭРСВ-440Ф предназначенный для измерения расхода и объема горячей воды.

Требуют установки приборов учета потребления тепловой энергии 4 потребителя (100 %). Расчеты за потребляемое тепло для этих потребителей предусмотрены по договорным (расчетным) величинам.

Существующие темпы установки приборов учета явно недостаточны и не соответствуют требованиям Федерального закона от 23.11.2009г. №261-ФЗ.

#### **1.3.17 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи**

На котельной дер. Селикла регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется вручную.

Тепловые сети имеют слабую диспетчеризацию. Регулирующие и запорные задвижки не имеют средств телемеханизации. Устройств автоматического регулирования и защиты тепловых сетей нет.

#### **1.3.18 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций**

В настоящее время, центральные тепловые пункты и насосные подкачки на территории дер. Селикла не применяются.

#### **1.3.19 Перечень выявленных безхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию**

На территории деревни Селикла бесхозные тепловые сети не выявлены.



## Часть 4. Зоны действия источников тепловой энергии

ЗАО ЖКХ «Северное» эксплуатирует котельную деревни Селикла. Основная доля потребителей услуг теплоснабжения приходится на бюджетную сферу: 2009 год – 100 %, 2010 год – 100 % и 2011 год 100 %. Установленная тепловая мощность – 0,43 Гкал/ч. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 0,246 Гкал/ч.

На рисунке 11 показана зона действия котельной деревни Селикла.



**Рисунок 11 - Зона действия источника теплоснабжения**

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

### **1.5.1 Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха**

Расчетные расходы теплоты потребителей в зоне действия котельной дер. Селикла и сводные данные по потребителям в зонах действия котельной представлены в таблице 13. Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции на территории сельского поселения составляет -39 °С.

Общая подключенная нагрузка отопления и вентиляции составляет 0,246 Гкал/ч.

**Таблица13 - Расчетные тепловые нагрузки**

<b>Наименование района</b>	<b>Всего</b>	<b>Жилые здания</b>	<b>Административные</b>	<b>Прочие</b>
	<b>Гкал/ч</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>Гкал/ч</b>	<b>Гкал/ч</b>
дер. Селикла	0,246	-	0,24	0,006

### **1.5.2 Применение отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

Многоквартирная жилая застройка на территории дер. Селикла не распространена.

### **1.5.3 Значения годового потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления**

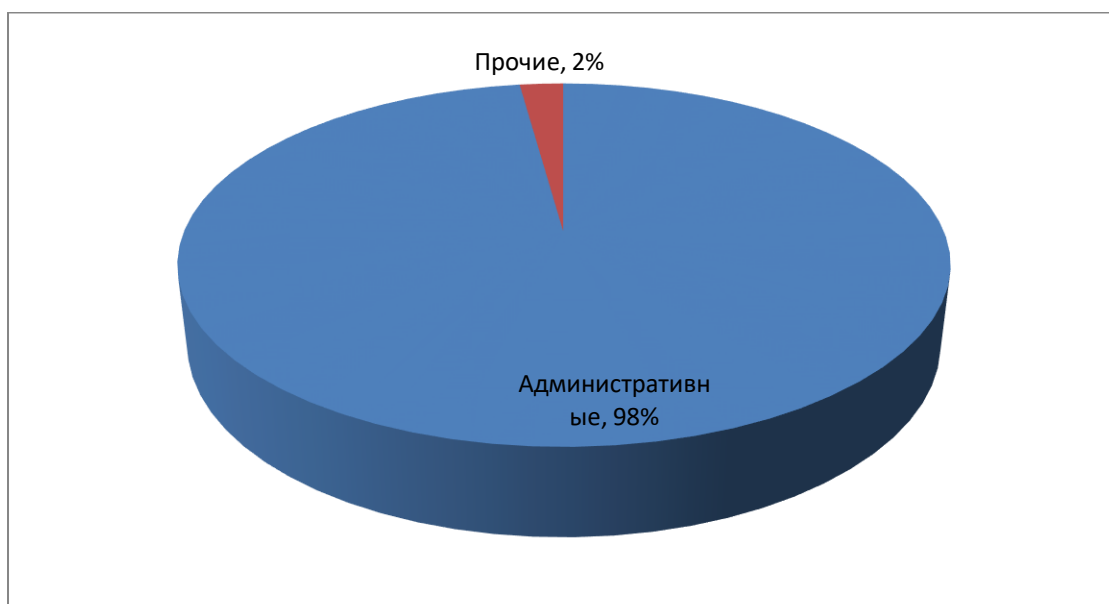
Как было показано в главе 1.3.14, приборы учета на сегодняшний день у абонентов не установлены. Поэтому для всех потребителей расчет за потребляемое количество теплоты осуществляется по расчетной (договорной) величине.

Расчетные значения потребления тепловой энергии за год приведены в таблице 14.

**Таблица14 - Расчетные значения годового потребления тепловой энергии, Гкал**

<b>Наименование района</b>	<b>Всего</b>	<b>Жилые здания</b>	<b>Административные</b>	<b>Прочие</b>
	<b>Гкал</b>	<b>Гкал</b>	<b>Гкал</b>	<b>Гкал</b>
дер. Селикла	668,71	-	652,4	16,31

Как показано на диаграмме рисунка 12, 98 % годового потребления тепловой энергии приходится на административный сектор и только 2% от общего потребления тепла приходится на прочие потребители.



**Рисунок 12 - Распределение расчетных годовых тепловых нагрузок по потребителям**

#### **1.5.4 Потребление тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии**

Распределение потребления тепловой энергии в зоне действия источника дер. Селикла представлено в таблице 15.

**Таблица15 - Расчетные значения потребления тепловой энергии по отдельным видам теплоснабжения, Гкал/ч**

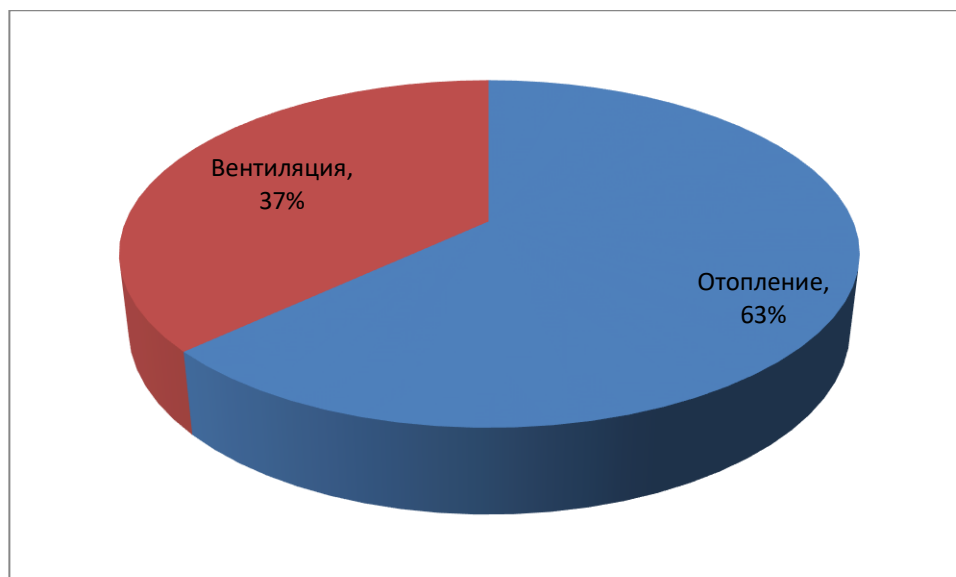
Наименование района	Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС	Технология
	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
дер. Селикла	0,246	0,174	0,072	-	-

Распределение годового потребления тепловой энергии в зоне действия источника тепловой энергии дер. Селикла представлено в таблице 16 и на диаграмме рисунка 13.

**Таблица16 - Расчетные значения годового потребления тепловой энергии, Гкал**

Наименование района	Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС	Технология
	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал
дер. Селикла	668,71	473	195,71	-	-

Преобладающей нагрузкой в деревне Селикла является нагрузка отопления (98 %), 2 % составляет нагрузка вентиляции. Регулирование отпуска теплоты потребителям на источниках теплоснабжения ведется по преобладающей нагрузке – нагрузке отопления.



**Рисунок 13 - Распределение расчетных тепловых нагрузок по отдельным видам теплопотребления**

### **1.5.5 Анализ существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение**

Постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г №306 (от 28.03.2012 №258) «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг» и Постановлением Правительства Российской Федерации от 28 марта 2012 г. №258 «О внесении изменений в Правила установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг»

установлены следующие нормативы потребления тепловой энергии на отопление жилых зданий (таблица 17).

**Таблица17 - Нормативы потребления услуг по отоплению домов**

	Постановление Правительства РФ от 23 мая 2006 г №306 (от 28.03.2012 №258) Нормативы потребления (ккал/ч на 1 м2)
Дома постройки до 1945	152-163
Дома постройки 1946-1970	96-152
Дома постройки 1971-1999	менее 96
Дома постройки после 1999	74 (1-этажные)
	63 (2-этажные)
	62 (3-этажные)
	54 (4-5-этажные)
	50 (6-7-этажные)

	48 (8-этажные)
	48 (9-этажные)

Постановлением мэрии города Новосибирска от 28 ноября 2008 г. N 740 «Об установлении нормативов потребления коммунальных услуг для населения»(в ред. постановлений мэрии г. Новосибирска от 22.01.2009 N 17, от 10.02.2009 N 55, от 13.01.2010 N 6) установлены следующие нормативы потребления тепловой энергии на отопление зданий. (Таблица 18).

**Таблица18 - Нормативы потребления коммунальных услуг населением на отопление (в ред. постановления мэрии г. Новосибирска от 10.02.2009 N 55)**

Группа домов	Норматив за 1 кв. м Гкал в месяц (Ккал/ч за 1 кв.м)	
	Дома, построенные до 1999 года	Дома, построенные после 1999 года
1-5-этажные	0,0224(31,1)	0,0157(21,81)
6-9-этажные	0,0205(29,47)	0,0146(20,28)
10 и более этажей	0,0193(29,81)	0,0142(19,72)
Частный сектор: 1-, 2-, 3-этажные дома	0,0224(31,1)	0,0224(31,1)

Нормативы потребления тепловой энергии на нужды отопления зданий, установленные в новосибирской области и применимые в дер. Селикла, в целом находятся на уровне требований Постановления Правительства РФ от 28.03.2012 № 258 (взамен Постановления Правительства РФ от 23 мая 2006 г. № 306).

#### **1.5.6 Оценка удельных показателей теплоснабжения перспективного энергоэффективного строительства**

Удельные показатели теплоснабжения перспективного строительства рассчитываются исходя из:

— базового уровня энергопотребления зданий с учетом требований энергоэффективности в соответствии с Приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 17 мая 2011 г. № 224 «Об утверждении требований энергетической эффективности зданий, строений, сооружений». Показатели, полностью

идентичные опубликованным в постановлении представлены также в СНиП 23-02, РД 10 ВЭП, в региональных ТСН 23 серии и др.

– сроков введения и уровня снижения энергопотребления новых и реконструируемых зданий относительно базового уровня – в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 25.01.2011 №18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов»;

– возможного максимального увеличения мощности систем отопления (вентиляции) зданий нового строительства, обеспечивающих требования энергоэффективности при их оснащении средствами автоматизации – на основе методики расчета годового потребления тепловой энергии на отопление (вентиляцию) СНиП 23-02, Руководства АВОК-8-2005, учитывающих максимальное использование внутренних тепловыделений и инсоляции;

– предельной плотности застройки перспективного строительства – на основе нормативных показателей плотности застройки территориальных зон по СП 42.13330.2011;

- предельной плотности застройки перспективного строительства – на основе нормативных показателей плотности застройки территориальных зон по Региональным нормативам градостроительного проектирования Новосибирской области.

Нормативные показатели удельного расчетного расхода тепловой энергии на отопление (вентиляцию) и горячее водоснабжение существующего и нового строительства жилых зданий для принятых в Генеральном плане типов жилой застройки приведены в таблице 19.

Нормативные показатели удельного расчетного расхода тепловой энергии на отопление (вентиляцию) и горячее водоснабжение существующего и нового строительства для принятых в Генеральном плане типов общественной и деловой застройки приведены в таблице 20.

**Таблица 19** - Нормативные показатели удельного расчетного расхода тепловой энергии на отопление (вентиляцию) и горячее водоснабжение существующего и нового строительства жилых зданий, Вт/м<sup>2</sup>

Тип застройки	При не соблюдении требований энергоэффективности, старая застройка	Новое строительство			
		Базовые значения	12-15 год	16-20 год	После 20 г
Малоэтажная индивидуальная	200,1	108,1	95,6	81,1	72,3
Малоэтажная многоквартирная	186,1	97,3	86,4	73,5	65,8
Многokвартирная средней этажности	122,1	86,2	77,1	65,8	59,1

Многokвapтиpная мнoгoэтaжная	102,1	79,1	71,0	60,8	54,9
---------------------------------	-------	------	------	------	------

**Таблица 20** - Нормативные показатели удельного расчетного расхода тепловой энергии на отопление (вентиляцию) и горячее водоснабжение зданий нового строительства общественной и деловой застройки, Вт/м<sup>2</sup>

Тип застройки	При не соблюдении требований энергоэффективности, старая застройка	Новое строительство			
		Базовые значения	12-15 год	16-20 год	После 20 г
Офисная					
Малоэтажная	171,3	84,4	75,4	66,2	60,1
Средней этажности	107,3	71,8	64,7	57,4	52,6
Общественно-деловая (1,5 сменный режим работы)					
Малоэтажная	173,2	95,9	85,8	75,1	68,3
Средней этажности	109,2	87,2	78,4	69,0	63,1
Складская	25	18,9	18,1	16,2	15,0

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

### 1.6.1 Анализ объемов перспективного прироста теплоснабжения в соответствии с этапами реализации Генерального плана Вознесенского сельсовета

#### 1.6.1.1 Расчетные нагрузки централизованного теплоснабжения по данным Генерального плана

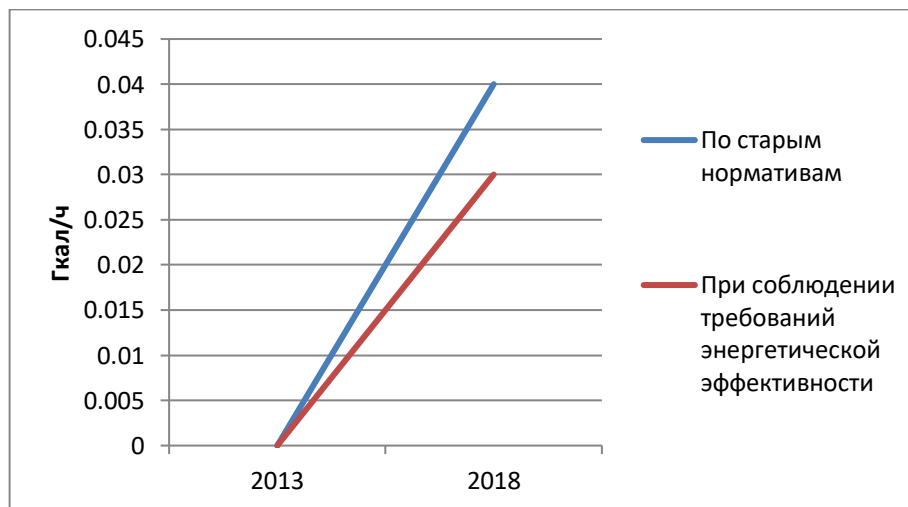
Приросты тепловых нагрузок в соответствии с Генеральным планом составляют 0,02 Гкал/ч – первый этап (таблица 21).

**Таблица 21** - Приросты нагрузок централизованной системы теплоснабжения дер. Селикла по Генеральному плану Вознесенского сельсовета

Наименование района	Теплоснабжение (прирост), МВт (Гкал/ч)	
	1 очередь	Расчетный срок
Дер. Селикла	(0,0233)0,02	0

Генеральным планом развития Вознесенского сельсовета Венгеровского района Новосибирской области предусматривается ежегодный прирост площади жилой и общественной застройки дер. Селикла в объеме: 250 м<sup>2</sup> за расчетный срок.

Генеральным планом развития Вознесенского сельсовета не предусмотрено увеличение жилых фондов.





**Рисунок 14 - Прирост тепловых нагрузок нового строительства в пределах существующих границ дер. Селикла по старым нормативам и при соблюдении требований энергетической эффективности**

**Таблица 22 - Прирост тепловых нагрузок по нормативам теплопотребления старого строительства, Гкал/ч**

	Жилой индивидуальный и многоквартирный фонд	Общественно деловая застройка	Всего
Дер. Селикла	0	0,04	0,04

Примечание. Расчеты выполнены для условий застройки преимущественно средней этажности (максимальный прирост объемов централизованного теплоснабжения).

**Таблица 23 - Прирост тепловых нагрузок по нормативам теплопотребления энергоэффективного строительства, Гкал/ч**

	Жилой индивидуальный и многоквартирный фонд	Общественно деловая застройка	Всего
Дер. Селикла	0	0,03	0,03

### **1.6.2 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.

В таблице 24 приведены обработанные данные по источнику теплоснабжения деревни Селикла с указанием их тепловой мощности, предоставленные теплоснабжающими организациями.

**Таблица24** - Данные по располагаемой мощности всех источников теплоснабжения деревни Селикла , Гкал/ч

Принадлежность	Суммарная установленная мощность источника (Гкал/ч)	Свыше 100 Гкал /ч	От 50 до 100 Гкал/ч	От 10 до 50 Гкал/ч	Ниже 10 Гкал/ч
Котельная дер. Селикла	0,43	-	-	-	0,43

В таблице 25 приведены обработанные данные по полезному отпуску тепловой энергии по источнику теплоснабжения дер. Селикла, предоставленные теплоснабжающими организациями.

**Таблица25** - Данные по всем источникам теплоснабжения деревни Селикла по отпуску тепловой энергии, Гкал/год

Принадлежность	Суммарный полезный отпуск тепловой энергии от всех источников теплоснабжения (Гкал/год)	Свыше 100 тыс. Гкал /год	От 50 до 100 тыс. Гкал/год	От 10 до 50 тыс. Гкал/год	Ниже 10 тыс. Гкал/год
Котельная дер. Селикла	668,71	-	-	-	668,71

В таблице 26 представлены балансы тепловой мощности по источнику теплоснабжения дер. Селикла

**Таблица26** - Балансы тепловой мощности на источнике теплоснабжения

Источник	Установленная тепловая мощность	Подключенная тепловая нагрузка (горячая вода)	Полезный отпуск тепловой энергии	Нормативные тепловые потери
	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал	Гкал
Котельная дер. Селикла	0,43	0,246	668,71	106

### 1.6.3 Резервы и дефициты тепловой мощности нетто

В таблице 27 и на рисунке 15 представлены данные о резерве тепловой мощности нетто на источнике теплоснабжения дер. Селикла. Суммарный резерв тепловой мощности – 0,174 Гкал/ч, что составляет 41 % от суммарной мощности нетто источников теплоснабжения.

**Таблица27 - Баланс мощности нетто**

Источник	Установленн ая тепловая мощность	Располагаемая тепловая мощность	Мощность источника нетто	Подключенная тепловая нагрузка (горячая вода)	Резерв теплого й мощнос ти нетто
	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
Котельная дер. Селикла	0,43	0,43	0,42	0,246	0,174



**Рисунок 15 - Баланс мощности нетто**

**1.6.4 Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю**

Существующие магистральные тепловые сети имеют резерв пропускной способности, и могут обеспечить тепловой энергией новых потребителей. Величина резервов тепловой нагрузки подробно рассмотрена в Главе 4.

## **Часть 7. Балансы теплоносителя**

### **1.7.1 Построение балансов**

В настоящее время положение о необходимости составления и утверждения балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей отсутствует. По сложившейся практике подготовка подпиточной воды, как правило, производится на источниках тепловой энергии. Требование Постановления Правительства РФ №154 о включении в состав схем теплоснабжения описания утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей является новым. Поэтому до утверждения таких балансов необходимо их составление, что требует наряду с законодательным методологического или нормативного разъяснения как по форме, так и по содержанию.

Согласно «Методике определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения» (МДС 41-4.2000) под балансом теплоносителя в системе теплоснабжения (водным балансом) понимается итог распределения теплоносителя (сетевой воды), отпущенного источником (источниками) тепла с учетом потерь при транспортировании до границ эксплуатационной ответственности и использованного абонентами.

Под балансами производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии в данной работе понимаются итоги проверки на соблюдение требований норм технологического проектирования или других нормативных документов, т.е. соответствия и достаточности, резервов или дефицитов производительности оборудования установок химводоочисток для подпитки теплосети существующих источников тепловой энергии по каждому источнику, работающему на единую тепловую сеть. Такая проверка должна быть проведена производственно-техническим персоналом теплоснабжающих организаций самостоятельно или по их поручению специализированными организациями в рамках проведения энергетического обследования (энергоаудита) и составления энергетического паспорта источника тепловой энергии.

Утвержденный баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и определение максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения необходим для принятия в проектной документации технических решений и мер, обеспечивающих достаточность производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей при снабжении от действующих теплоисточников (котельных) перспективных зон систем теплоснабжения.

Определение перспективных нагрузок и расходов теплоносителя в системах теплоснабжения городского округа является задачей следующего, третьего этапа работы по разработке схемы теплоснабжения

Ниже приводятся требования прежних нормативных документов, которыми можно руководствоваться при проведении вышеуказанной проверки.

### **1.7.2 Требования к водоподготовительным установкам котельных**

Расчетная производительность водоподготовительной установки (ВПУ) котельной для подпитки тепловых сетей определяется в соответствии со строительными нормами и правилами по проектированию тепловых сетей.

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы теплоснабжения следует принимать:

- в закрытых системах теплоснабжения - 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км отисточников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

- в открытых системах теплоснабжения - равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

- для отдельных тепловых сетей горячего водоснабжения при наличии баков-аккумуляторов - равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2; при отсутствии баков - по максимальному расходу воды на горячее водоснабжение плюс (в обоих случаях) 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах сетей и присоединенных к ним системах горячего водоснабжения зданий.

Кроме того, для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принимается в количестве 2 % объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

При наличии нескольких отдельных тепловых сетей, отходящих от коллектора теплоисточника, аварийную подпитку допускается определять только для одной наибольшей по объему тепловой сети. Для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из систем хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Составление и утверждение балансов производительности ВПУ котельных является новым требованием Постановления Правительства РФ № 154. В настоящее время имеется только законодательное разъяснение того, что должно выполняться в п. 31 Постановления Правительства РФ № 154, а методическое и нормативное разъяснения выполнения данного пункта отсутствуют.

В этой связи для описания утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия котельных выполнено следующее:

1. Для котельных, где предусмотрена водоподготовка произведены расчеты нормативного (проектного) часового расхода воды на подпитку тепловой сети и нормы расхода теплоносителя на подпитку тепловой сети в зависимости от мощности котельных.
2. Сделано сравнение расчетных данных с данными теплоснабжающих организаций, эксплуатирующих котельные, по фактическому часовому расходу воды на подпитку тепловых сетей, по производительности ВПУ котельных.

В данном отчете в соответствии с предлагаемой выше методикой выполнено описание балансов производительности ВПУ теплоносителя для тепловых сетей и минимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах действия котельных. При этом описание балансов выполнено для зон действия котельных отдельно.

### **1.7.3 Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в существующих зонах теплоснабжения котельных**

На котельной, осуществляющей теплоснабжение дер. Селикла водоподготовка не предусмотрена.

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

### **1.8.1 Основное топливо, резервное и аварийное топливо и возможность их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями**

Основными потребителями топлива в дер. Селикла являются источники энергоснабжения - котельные. Основное топливо – каменный уголь Кузнецкий Д,Р, низшая теплота сгорания которого  $Q_i^r=5230$  ккал/кг.

На котельной деревни Селикла резервное и аварийное топливо не предусмотрено.

### **1.8.2 Топливные балансы источников тепловой энергии**

В таблице 28 приведен общий расход топлива на выработку тепловой энергии в дер. Селикла.

**Таблица28 -** Общий расход топлива на выработку тепловой энергии

Наименование	Уголь
	тут
Расход топлива котельной на выработку тепловой энергии	119

## **Часть 9. Надежность теплоснабжения**

### **1.9.1 Основные положения оценки надежности систем теплоснабжения деревни Селикла**

Существующее состояние надежности теплоснабжения потребителей деревни Селикла оценивается количеством аварийных отключений и временем восстановления теплоснабжения после аварийных отключений.

На момент выполнения работы данные о технологических нарушениях в работе систем теплоснабжения, аварийным отключениям и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений за период с 2008 по 2012 года организациями, производящими и поставляющими тепловую энергию представлены не были.

При проведении анализа аварийных отключений и времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений должны использоваться следующие законодательные и нормативные документы:

- Федеральный Закон от 21.07.97 № 116–ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 27 июля 2010 года);
- ГОСТ Р 22.0.05-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения»;
- МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» (Утверждены приказом Госстроя России от 20.08.01 № 191);
- Постановление Правительства Российской Федерации от 12 февраля 1999 года № 167 «Об утверждении Правил пользования системами коммунального водоснабжения и канализации в Российской Федерации (с изменениями на 23 мая 2006 года)».

В соответствии с МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса», авариями в коммунальных отопительных котельных считаются:

- разрушения (повреждения) зданий, сооружений, паровых и водогрейных котлов, трубопроводов пара и горячей воды, взрывы и воспламенения газа в топках и газоходах котлов, вызвавшие их разрушение, взрывы в топках котлов, работающих на твердом и жидком топливе, вызвавшие остановку их на ремонт;



- повреждение котла (вывод его из эксплуатации во внеплановый ремонт), если объем работ по восстановлению составляет не менее объема капитального ремонта;

- повреждение насосов, подогревателей, вызвавших вынужденный останов котла (котлов), приведший к снижению общего отпуска тепла более чем на 50 % продолжительностью свыше 16 часов.

Технологическими отказами в коммунальных отопительных котельных считаются:

- неисправность котла с выводом его из эксплуатации на внеплановый ремонт, если объем работ по восстановлению его работоспособности составляет не менее объема текущего ремонта;

- неисправность насосов, подогревателей, другого вспомогательного оборудования, вызвавших вынужденный останов котла (котлов), приведший к общему снижению отпуска тепла более чем на 30, но не более 50 % продолжительностью менее 16 часов;

- останов источника тепла из-за прекращения по вине эксплуатационного персонала подачи воды, топлива или электроэнергии при температуре наружного воздуха до -10 °С - более 8 часов; от -10 °С до -15 °С - более 4 часов; ниже -15 °С - более 2 часов.

Функциональными отказами в коммунальных отопительных котельных считаются нарушения режима, не вызвавшие аварий и технологических отказов.

Не относится к инцидентам вывод из работы оборудования по оперативной заявке для устранения мелких дефектов и неисправностей (замена прокладок и набивок, замена крепежных деталей, замена мелкой арматуры, регулировка устройств автоматики и т.п.), выявленных при осмотрах при условии, что вывод оборудования не привел к отключениям или ограничениям потребителей.

Авариями в тепловых сетях считаются:

- разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного периода при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов;

- повреждение трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, вызвавшее перерыв теплоснабжения потребителей I категории (по отоплению) на срок более 8 часов, прекращение теплоснабжения или общее снижение более чем на 50 % отпуска тепловой энергии потребителям продолжительностью выше 16 часов.

Технологическими отказами в тепловых сетях считаются:

- неисправности трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, поиск утечек, вызвавшие перерыв в подаче тепла потребителям I категории (по отоплению) свыше 4 до 8 часов, прекращение теплоснабжения (отопления)

объектов соцкультбыта на срок, превышающий условия п. 4.16.1. ГОСТ Р 51617-2000 "Жилищно-коммунальные услуги. Общие технические условия" (допустимая длительность температуры воздуха в помещении не ниже 12 °С - не более 16 часов; не ниже 10 °С - не более 8 часов; не ниже 8 °С - не более 4 часов).

Функциональными отказами в тепловых сетях считаются нарушения режима, не вызвавшие аварий и технологических отказов, а также отключение горячего водоснабжения, осуществляемое для сохранения режима отпуска тепла на отопление при ограничениях в подаче топлива, электро- и водоснабжении.

Инцидентами не являются повреждения трубопроводов и оборудования, выявленные во время испытаний, проводимых в неотапительный период.

Не являются инцидентами потребительские отключения, к которым относятся отключения теплопровода и системы теплоснабжения объектов, находящихся на балансе потребителя, если оно произошло не по вине персонала теплоснабжающей организации.

### **1.9.2 Описание показателей по расчету уровня надежности**

На момент разработки данного документа отечественная законодательная и нормативная база определяет два подхода по расчету уровня надежности теплоснабжения.

В первом подходе расчет уровня надежности теплоснабжения осуществляется по показателям, характеризующим надежность поставок товаров и услуг, оказываемых производителями и поставщиками тепловой энергии конечным потребителям. Базовыми действующими документами в этом подходе являются:

- Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;
- постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;
- проект приказа Министра регионального развития РФ «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии».

В этом направлении показатели уровня надёжности поставок тепловой энергии определяются исходя из числа, объема и продолжительности технологических нарушений на объектах теплоснабжающих организаций, возникающих в результате:

- перерывов, прекращений, ограничений в подаче тепловой энергии в точках присоединения теплопотребляющих установок и объектов теплосетевого хозяйства потребителей тепловой энергии к коллекторам или объектам теплосетевого хозяйства теплоснабжающей организации, сопровождаемых зафиксированным приборами учета

теплоносителя или тепловой энергии прекращением подачи теплоносителя или подачи тепловой энергии на теплопотребляющие установки потребителя или его абонентов (далее – прекращение подачи тепловой энергии);

- не сопровождавшихся прекращением подачи тепловой энергии потребителю тепловой энергии, но зафиксированных приборами учета теплоносителя или тепловой энергии, отклонений значений входной температуры теплоносителя от договорных значений, по которым имеется зарегистрированная в установленном порядке претензия от потребителя тепловой энергии, в том числе к соблюдению температурного графика, в случае, если указанное отклонение не вызвано несоблюдением потребителем договорных условий теплопотребления (далее – отклонение параметров теплоносителя).

При этом под продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии и (или) отклонения параметров теплоносителя понимается интервал времени от момента возникновения соответствующего нарушения в подаче тепловой энергии на теплопотребляющую установку до момента его окончания, но не позднее времени ликвидации технологического нарушения на объектах теплосетевого хозяйства теплоснабжающей организации, приведшего к указанному прекращению подачи тепловой энергии или отклонению параметров теплоносителя. Если до момента времени ликвидации технологического нарушения у потребителя тепловой энергии возникло несколько случаев прекращения подачи тепловой энергии и (или) отклонения параметров ее теплоносителя, обусловленных указанным технологическим нарушением, то все эти случаи относятся к одному нарушению в подаче тепловой энергии, а их продолжительности у соответствующего потребителя суммируются для получения продолжительности рассматриваемого нарушения в подаче тепловой энергии. В случае если нарушение одновременно затронуло нескольких потребителей тепловой энергии, его продолжительность определяется как максимальная по всем таким потребителям.

Для расчета численных значений показателей уровня надежности рассматриваются все прекращения подачи тепловой энергии и отклонения параметров теплоносителя, имеющие продолжительность свыше времени, предусмотренного договорными отношениями между организацией и соответствующим потребителем тепловой энергии, а также прекращения подачи тепловой энергии (в отсутствие указанного времени в договорах) свыше 4-х часов и для отклонения параметров теплоносителя свыше 24-х часов, повлекшие (или нет) за собой ущерб для жизни людей, за исключением случаев, вызванных проведением на оборудовании теплоснабжающей организации плановых ремонтных и профилактических работ и работ по подключению новых потребителей установленной продолжительности и с предварительным уведомлением в установленном порядке

потребителя товаров и услуг, а также произошедших в результате технологических нарушений, отключений, переключений на объектах теплосетевого хозяйства, теплоисточниках или теплопотребляющих установках данного потребителя тепловой энергии, равно как и в результате обстоятельств непреодолимой силы либо сверхрасчетных природно-климатических нагрузок (условий), или вследствие иных обстоятельств, исключающих ответственность организации, рассматриваются как нарушения в подаче тепловой энергии потребителю тепловой энергии со стороны теплоснабжающей организации (далее – нарушения в подаче тепловой энергии).

Обстоятельства и причины возникновения технологических нарушений, повлекших нарушения в подаче тепловой энергии, определяются в установленном порядке. Оформленные по результатам выяснения причин документы наряду с зарегистрированными в установленном порядке претензиями потребителей тепловой энергии и данными приборов коммерческого учета теплоносителя, тепловой энергии, в том числе служат основанием для расчета значений показателей уровня надежности для соответствующих теплоснабжающих (регулируемых) организаций, являются обосновывающими материалами и предоставляются (по запросу) регулирующим органам.

К показателям уровня надежности отнесены:

- 1) показатели, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии;
- 2) показатели, определяемые приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии;
- 3) показатели, определяемые приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии;
- 4) показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.

1. Показатель, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии

**Р<sub>ч</sub>** – показатель уровня надежности, определяемый числом нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период в расчете на единицу объема тепловой мощности и длины тепловой сети регулируемой организации, рассчитывается по выражению:

$$P_{\text{ч}} = M_0 / L \quad (1)$$

где  $M_0$  - число нарушений в подаче тепловой энергии по договорам с потребителями тепловой энергии в течение отопительного периода расчетного периода регулирования согласно данным, подготовленным регулируемой организацией;

$L$  – произведение суммарной тепловой нагрузки ( $\Sigma Q_j$ ) по всем договорам с потребителями тепловой энергии (в Гкал) данной организации (в отсутствие нагрузки

принимается равной 1) и суммарной протяженности ( $\Sigma l_j$ ) линий (в км) тепловой сети (в отсутствие тепловой сети принимается равной 1) данной регулируемой организации:

$$L = \Sigma Q_j \cdot \Sigma l_j, \quad (2)$$

2. Показатель, определяемый продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии

**Р<sub>П</sub>** – показатель уровня надежности, определяемый суммарной приведенной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии в отопительный период, рассчитывается по выражению:

$$P_{\Pi} = \frac{\Sigma_{j=1}^{M_{\text{по}}} T_{j\text{пр}}}{L} \quad (3)$$

где  $M_{\text{по}}$  – общее число прекращения подачи тепловой энергии за отопительный период согласно данным, подготовленным регулируемой организацией.

$T_{j\text{пр}}$  – продолжительность (с учетом коэффициента  $K_{\text{в}}$ )  $j$ -го прекращения подачи тепловой энергии за отопительный период в течение расчетного периода регулирования (в часах):

$$T_{j\text{пр}} = \max_j T_{ji} \quad (4)$$

где  $T_{ji}$  – продолжительность для  $i$ -го договора с потребителями тепловой энергии  $j$ -го прекращения подачи тепловой энергии в отопительном периоде расчетного периода регулирования у данной регулируемой организации.

Максимум в выражении вычисляется по всем договорам с потребителями тепловой энергии, «затронутыми»  $j$ -м прекращением.

В случае отсутствия у регулируемой организации достаточной информации для применения выражения в качестве  $T_{j\text{пр}}$  выбирается значение продолжительности технологического нарушения, повлекшего за собой  $j$ -е прекращение подачи тепловой энергии.

Если регулируемой организацией зафиксировано, что  $j$ -е прекращение подачи тепловой энергии состоит из двух или более последовательных прерываний подачи тепловой энергии или теплоносителя по  $i$ -му договору с потребителями тепловой энергии, то значение  $T_{ji}$  рассчитывается по выражению:

$$T_{ji} = \Sigma (T_{jil} K_{\text{в}jil}) \quad (5)$$

где  $T_{jil}$  – продолжительность (в часах)  $l$ -го прерывания подачи тепловой энергии в рамках  $j$ -ого прекращения подачи тепловой энергии для  $i$ -го договора с потребителями тепловой энергии, отнесенная на рассматриваемую регулируемую организацию, т.е.

ограниченная моментом ликвидации обусловившего  $j$ -е прекращение подачи тепловой энергии технологического нарушения по данной регулируемой организации. Если до момента времени ликвидации в данной регулируемой организации указанного технологического нарушения у потребителя тепловой энергии возникает несколько случаев прерывания подачи тепловой энергии, обусловленных тем же самым технологическим нарушением, тогда  $l > 1$  а все эти случаи относятся на одно  $j$ -е прекращение подачи тепловой энергии. Продолжительности соответствующих перерывов учитываются по  $i$ -му договору с потребителями тепловой энергии отдельно (с индексом « $l$ ») и суммируются в выражении (4) с коэффициентами  $K_{vjil}$ , определенными по отношению к каждому  $l$ -му случаю, для получения  $T_{ji}$  – продолжительности  $j$ -го прекращения подачи тепловой энергии по  $i$ -му договору;

$K_{vjil}$  – коэффициент значимости  $K_v$  вида нарушения в подаче тепловой энергии для  $i$ -го договора с потребителями тепловой энергии, зафиксированного в  $l$ -ом случае, отнесенном на  $j$ -е прекращение подачи тепловой энергии. При отсутствии информации принимается равным 1.

Коэффициент значимости ( $K_v$ ) вида нарушения в подаче тепловой энергии дифференцируется по двум видам нарушений:

- внезапное нарушение в подаче тепловой энергии из-за несоблюдения регулируемой организацией регламентов эксплуатации объектов и оборудования теплофикационного и (или) теплосетевого хозяйства, происходящее без предварительного уведомления в установленном порядке потребителя тепловой энергии и приводящее к прекращению подачи тепловой энергии на срок более 8 часов в отопительный период или более 24 часов в межотопительный период в силу организационных или технологических причин, вызванных действиями (бездействием) данной регулируемой организации, что подтверждается Актом расследования по форме, утверждённой федеральным органом исполнительной власти, который осуществляет функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в том числе, по вопросам теплоэнергетики, либо оформленным в порядке, предусмотренном договором теплоснабжения, Актом о фактах и причинах нарушения договорных обязательств по качеству услуг теплоснабжения и режиму отпуска тепловой энергии, Актом о непредоставлении коммунальных услуг, или предоставлении коммунальных услуг ненадлежащего качества, либо другими, предусмотренными договорными отношениями между регулируемой организацией и соответствующим потребителем товаров и услуг (исполнителем коммунальных услуг для него) Актами (далее – надлежаще оформленный Акт). Численное значение коэффициента значимости в

этом виде нарушения в подаче тепловой энергии принимается равным  $K_v = 1,00$ ;

- внезапное прекращение подачи тепловой энергии на срок не более 8 часов в отопительный период, или не более 24 часов в межотопительный период, или иное нарушение в подаче тепловой энергии с предварительным уведомлением потребителя тепловой энергии, вызванное проведением на оборудовании данной регулируемой организации не относимых к плановым ремонтам и профилактике работ по предотвращению развития технологических нарушений в срок, не меньший установленного, в том числе, условиями договора теплоснабжения либо другими договорными отношениями между регулируемой организацией и соответствующим потребителем тепловой энергии. Численное значение коэффициента значимости в этом виде нарушения в подаче тепловой энергии принимается равным  $K_v = 0,5$ .

Для периода до 2012 года включительно при расчете значений показателей надежности используется значение  $K_v = 1,00$  независимо от вида нарушения.

3. Показатель, определяемый объемом недоотпуска тепла при нарушениях в подаче тепловой энергии

**$P_0$**  – показатель уровня надежности, определяемый суммарным приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии в отопительный период, рассчитывается по выражению:

$$P_0 = \frac{\sum_{j=1}^{M_{\text{по}}} Q_j}{L} \quad (6)$$

где:  $Q_j$  – объем недоотпущенной (недоставленной) тепловой энергии при  $j$ -м нарушении в подаче тепловой энергии за отопительный период расчетного периода регулирования (в Гкал):

$$Q_j = \sum_{i=1}^n Q_{ji} \quad (7)$$

где:  $n$  – число договоров с потребителями тепловой энергии данной регулируемой организации;

$Q_{ji}$  – объем недоотпущенной или недоставленной тепловой энергии при  $j$ -м нарушении в подаче тепловой энергии по  $i$ -му договору с потребителями тепловой энергии, зафиксированный надлежаще оформленным Актом или рассчитанный на основе показаний приборов учета тепловой энергии за аналогичный период (без нарушений в ее подаче) с корректировкой на изменения температуры наружного воздуха. В случае отсутствия достаточной информации для применения выражения (7) в качестве  $Q_j$  выбирается значение объема недоотпуска, зафиксированное надлежаще оформленным Актом для технологического нарушения, повлекшего за собой  $j$ -е прекращение подачи тепловой энергии.

4. Показатель, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя при нарушениях в подаче тепловой энергии

Отклонения температуры теплоносителя фиксируются в подающем трубопроводе в случаях превышения значений отклонений, предусмотренных договорными отношениями между данной регулируемой организацией и потребителем тепловой энергии (далее – договорные значения отклонений). В отсутствие требуемых величин в имеющихся договорах, в качестве договорных значений отклонений температуры воды в подающем трубопроводе принимаются величины, установленные для горячего водоснабжения Постановлением Правительства РФ № 307 от 23 мая 2006 г.

$R_B$  – показатель уровня надежности, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры воды в подающем трубопроводе в отопительный период, рассчитывается по выражению:

$$R_B = \frac{\sum_{i=1}^{N_B} R_{Bi}}{\sum_{i=1}^{N_B} Q_{Bi}} \quad (8)$$

где  $R_{Bi}$  – среднее за отопительный период расчетного периода регулирования, зафиксированное по  $i$ -му договору с потребителем тепловой энергии значение превышения среднечасовой величины, отнесенного на данную регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры воды в подающем трубопроводе над договорным значением отклонения (для отклонений как вверх, так и вниз):

$$R_{Bi} = \frac{\sum_{j=1}^{M_{oi}} D_{B,i,j}}{h_0} \quad (9)$$

где  $M_{oi}$  – число нарушений в подаче тепловой энергии, вызванных отклонениями температуры воды в подающем трубопроводе (без прекращения ее подачи) по  $i$ -му договору с потребителями тепловой энергии в течение отопительного периода расчетного периода регулирования согласно данным, подготовленным регулируемой организацией;

$D_{B,i,j}$  – сумма по всем часам  $j$ -го нарушения в подаче тепловой энергии в отопительный период положительных частей разностей между среднечасовой величиной зафиксированного в течение этого часа (с отнесением на рассматриваемую регулируемую организацию) отклонения температуры воды в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения – определяется на основании данных, подготовленных регулируемой организацией (°C);

$h_0$  – общее число часов в отопительном периоде расчетного периода регулирования;

$N_B$  – число договоров с потребителями товаров и услуг данной регулируемой организации, для которых теплоносителем является вода;

$Q_{Bi}$  – присоединенная тепловая нагрузка по  $i$ -му такому договору в части, где



теплоносителем является вода, Гкал/ч.

Рассматриваемый в данном пункте показатели рассчитываются отдельно для случаев, когда теплоносителем является пар и когда теплоноситель – горячая вода. В последнем случае проводятся два расчета: для отопительного периода и межотопительного периода в отдельности. С этой целью используются дополнительные показатели  $R_{vm}$  и  $R_{pi}$ , определяемые отклонениями температуры воды в подающем трубопроводе в межотопительный период и отклонениями температуры пара в подающем трубопроводе за расчетный период регулирования соответственно. Для их расчета рассматриваются лишь соответствующие нарушения, потребители тепловой энергии и их присоединенная тепловая нагрузка (в части воды или пара). Таким же образом вычисляются среднее за межотопительный период расчетного периода регулирования зафиксированное по  $i$ -му договору с потребителями тепловой энергии значение положительной части разности между среднечасовой величиной отнесенного на рассматриваемую регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры воды в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения ( $R_{vm}$ ) и среднее за расчетный период регулирования зафиксированное по  $i$ -му договору с потребителями тепловой энергии значение положительной части разности между среднечасовой величиной отнесенного на рассматриваемую регулируемую организацию надлежаще оформленными Актами отклонения температуры пара в подающем трубопроводе и договорным значением отклонения ( $R_{pi}$ ) на основании данных, подготовленных регулируемой организацией по отклонениям параметров теплоносителя за расчетный период регулирования.

В соответствии с проектом приказа Министра регионального развития РФ «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии» показатель, определяемый средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя при нарушениях в подаче тепловой энергии, вычисляется начиная с 2013 года.

*Второй (прежний) подход расчета уровня надежности*, базовым документом которого является ГОСТ Р 53480 – 2009 «Надежность в технике. Термины и определения», оперирует показателями таких свойств надежности как безотказность, ремонтпригодность, долговечность и сохраняемость, которые применяются теплоснабжающими организациями для оценки состояния оборудования и трубопроводов, принадлежащих им систем теплоснабжения, для своевременного анализа и принятия мер по недопущению технологических нарушений и предотвращения развития

аварий, что позволяет:

а) бесперебойно снабжать потребителей в необходимом количестве теплотой требуемого качества;

б) не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды, которая оценивается отмеченными показателями ГОСТ Р 53480 – 2009.

Снабжение потребителей тепловой энергией в необходимом количестве означает удовлетворение графиков потребления в пределах тех расчетных значений расходов тепловой энергии, на основе которых выбиралась структура и параметры системы. Поэтому неудовлетворение спроса при температурах наружного воздуха ниже расчетной, а также при увеличении коэффициентов неравномерности графика нагрузки горячего водоснабжения против расчетных значений представляется как проявление технического несовершенства системы и не связано с ее «ненадежностью».

Выполнение функции по недопущению ситуаций, опасных для людей и окружающей среды, ставится в зависимость от свойств безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, безопасности.

Таким образом, на основании постановления Правительства Российской Федерации № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» от 22.02.12, которое регламентирует выполнение описания показателей уровня надёжности поставок тепловой энергии в соответствии с «Методическими указаниями по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии», существующими в виде проекта приказа Министра регионального развития РФ, к показателям уровня надежности поставок тепловой энергии отнесены:

1) показатели, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии;

2) показатели, определяемые приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии;

3) показатели, определяемые приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии;

4) показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.

Методические указания регламентируют начало расчета фактических значений этих показателей с 2012 и 2013 годов.

Показатели уровня надежности поставок тепловой энергии, являясь приведенными

показателями, позволяют сравнивать надежность поставок тепловой энергии различными производителями и поставщиками, имеющих различный состав средств производства тепловой энергии и различную протяженность тепловых сетей.

Фактические значения показателей уровня надежности поставок тепловой энергии в соответствии с проектом «Методических указаний...» используются как базовые для расчета плановых значений этих показателей для перспективных поставок тепловой энергии.

## **Часть 10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих организаций**

Согласно Постановлению Правительства 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», раскрытию подлежит информация:

а) о ценах (тарифах) на регулируемые товары и услуги и надбавках к этим ценам (тарифам);

б) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемых организаций, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемой деятельности);

в) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемых организаций и их соответствии государственным и иным утвержденным стандартам качества;

г) об инвестиционных программах и отчетах об их реализации;

д) о наличии (отсутствии) технической возможности доступа к регулируемым товарам и услугам регулируемых организаций, а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение к системе теплоснабжения;

е) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров и (или) оказание регулируемых услуг;

ж) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением к системе теплоснабжения.

На момент выполнения работы данные об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности, организациями, производящими и поставляющими тепловую энергию представлены не в полном объеме.

### **ЗАО ЖКХ «Северное»**

Данные по ЗАО «ЖКХ «Северное» по итогам технико-финансовой деятельности не были предоставлены.

## **Часть 11. Цены (тарифы) на тепловую энергию в сфере теплоснабжения для потребителей деревни Селикла**

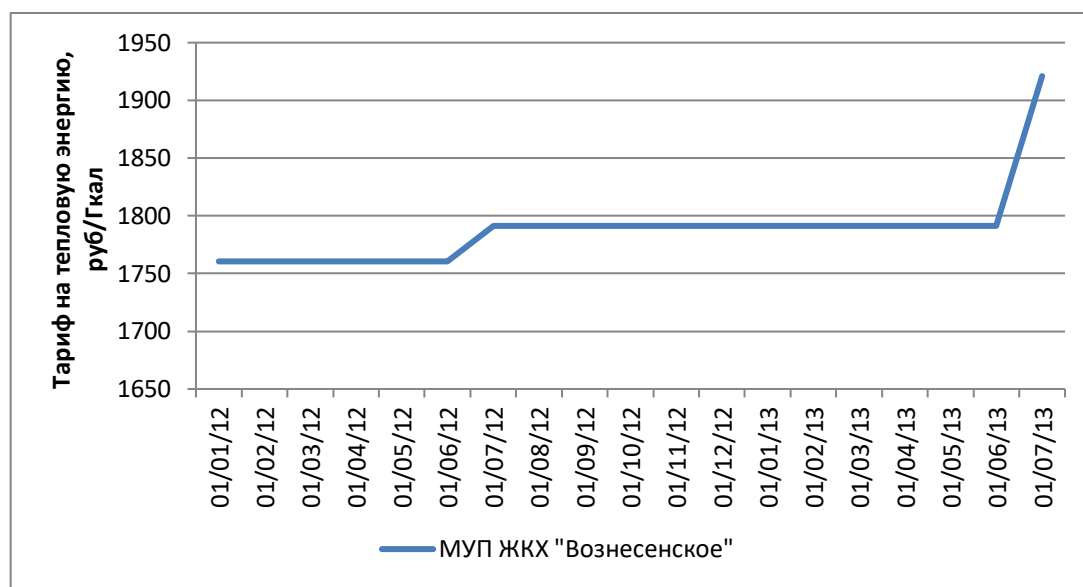
### **1.11.1 Существующие тарифы на тепловую энергию**

Ниже показаны средневзвешенные тарифы теплоснабжающей организации Вознесенского сельсовета на 2012-2013 годы (таблица 29), динамика изменения тарифа на 2012-2013 гг представлена на рисунке 16, согласно данным департамента по тарифам

Новосибирской области.

**Таблица 29** - Средневзвешенный тариф с учетом передачи (транспортировки) тепловой энергии теплоснабжающей организации Вознесенского сельсовета в 2012-2013 годах, руб/Гкал (с НДС)

Наименование организации	Дата начала действия тарифа				
	01.01.12	01.07.12	01.09.12	01.01.13	01.07.13
МУП ЖКХ «Вознесенское»	1760,5	1791,2	1791,2	1791,2	1921,0



**Рисунок 16** - Динамика изменения тарифов для потребителей вознесенского сельсовета

В мае 2012 года Министерством экономического развития РФ опубликован Прогноз сценарных условий социально-экономического развития Российской Федерации на период 2013-2015 годов.

В соответствии со сценарными условиями, в 2014 году индексация тарифов на тепловую энергию составит 12 %, в среднем за год к предыдущему рост тарифов составит 9,5-10,5 %.

### 1.11.2 Прогноз тарифов на тепловую энергию до 2029 года

В 2015 году рост тарифов на тепловую энергию составит 10-11 % в среднем за год к предыдущему году при индексации в июле на 10 %. Такой рост цен в полном объеме покрывает рост затрат, в том числе на топливо, и обеспечивает рост прибыли (таблица 30).

**Таблица 30** - Прогноз роста тарифов на тепловую энергию в 2012-2015 годах в среднем по Российской Федерации, %

Показатель	2012	Прогноз		
		2013	2014	2015
Регулируемые цены в среднем за год к предыдущему году	112,4	111-112	109,5-110,5	110-111
Индексация регулируемых тарифов		С июля 8-10 %	С июля 12 %	С июля 10 %

Указанные параметры роста тарифов на тепловую энергию представляют собой усредненные показатели в целом по Российской Федерации. При этом рост регулируемых тарифов будет дифференцирован по регионам ввиду их климатических и территориальных особенностей и по отдельным регионам может превышать средние темпы роста по стране. Прежде всего, это связано с видом используемого топлива (газ, уголь, мазут и др.), и схемой теплоснабжения потребителей, а также долей тепла, производимого в комбинированном режиме выработки тепловой и электрической энергии, степенью загрузки установленного оборудования и другими особенностями технологического процесса производства, передачи и распределения тепловой энергии.

Приказом Федеральной службы по тарифам от 09 октября 2012 г. № 231-э/4 на 2013 год установлены предельные максимальные уровни тарифов на тепловую энергию, поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, в среднем по субъектам Российской Федерации.

Для Новосибирской области установлены следующие темпы ростов с календарной разбивкой:

- максимальная величина роста тарифов с 01.01.2013 по 30.06.2013 – 100,0%;
- максимальная величина роста тарифов с 01.07.2013 по 31.12.2013 – 112,7%;

Министерством экономического развития РФ также разработаны сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года.

Выделены два качественно отличных сценария социально-экономического развития в долгосрочной перспективе – консервативного (энерго-сырьевого) и инновационного развития. В качестве целевого варианта прогноза предлагается инновационный умеренно-оптимистичный вариант прогноза, характеризующийся усилением инвестиционной направленности экономического роста и укреплением позиций России в мировой экономике.

Рост регулируемых тарифов на тепловую энергию на долгосрочную перспективу был определен с учетом поэтапного перехода теплоснабжающих организаций на

регулирование цен методом доходности на инвестируемый капитал (RAB-регулирование).

Во избежание резких скачков роста тарифов и усиления роста тарифов на услуги ЖКХ и инфляции предлагается проводить сглаживание выручки с переносом роста на последующие годы.

В прогнозе учитывалось сокращение производства тепла самостоятельными котельными, увеличение производства в системах централизованного теплоснабжения и постепенное сокращение потерь тепла при передаче теплосетями примерно от 2-3 % в год. По оценке, при этих условиях рост тарифов на тепловую энергию в 2015-2020 гг. составит 1,7-1,9 раза, а за 2015-2030 гг. – 3 раза (таблица 31).

**Таблица 31** - Прогноз темпов роста тарифов на тепловую энергию в среднем по Российской Федерации, в период до 2030 года

Год	Сценарий	
	Инновационный (Inn)	Энерго-сырьевой (En)
2011	112,9 %	
2012	104,8-106 %	
2013	111-112 %	
2014	109,5-110,5 %	
2015	110-111 %	
2016	110,5 %	111,2 %
2017	110,2 %	111,4 %
2018	110,0 %	111,1 %
2019	109,0 %	111,3 %
2020	108,5 %	110,9 %
2021	108,2 %	111,3 %
2022	107,7 %	109,2%
2023	106,5 %	108,4%
2024	105,9%	108,1%
2025	105,2%	107,4%
2026	104,7%	107,0%
2027	104,7%	105,5%
2028	104,6%	104,6%
2029	104,4%	104,5%
2030	104,3%	104,1%
2010-2015	183,8%	183,8%
2015-2020	175%	188%
2020-2025	172%	196%
2025-2030	302%	369%

С учетом предложенных темпов роста выполнен прогноз тарифов на тепловую энергию для теплоснабжающей организации деревни Селикла на период до 2029 года (таблица 32).

**Таблица32 - Прогноз средних тарифов на тепловую энергию теплоснабжающей организации деревни Селикла до 2028 года**

Наименование организации	2014	2015	2016	2017	2018	2023	2028
МУП ЖКХ «Вознесенское»	2103,5-2122,71	2313,84-2356,2	2556,8-2620,10	2817,59-2918,79	3099,35-3242,77	4549,04-5273,40	5811,07-7229,17

### **1.11.3 Плата за подключение к системе теплоснабжения и за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности**

С начала 2005 года плата за подключение к системам теплоснабжения устанавливалась на основании Федерального закона от 30.12.2004 N 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса».

В соответствии со ст.5 Закона, к перечню полномочий органов местного самоуправления в области регулирования тарифов и надбавок организаций коммунального комплекса относилось регулирование:

- надбавок к тарифам на товары и услуги организаций коммунального комплекса в соответствии с предельным индексом, установленным органом регулирования субъекта Российской Федерации для соответствующего муниципального образования;

- тарифов на подключение к системам коммунальной инфраструктуры, тарифов организаций коммунального комплекса на подключение.

В соответствии с указанным нормативным актом тарифы на подключение к системам теплоснабжения устанавливаются для тех организаций, чьи инвестиционные программы были утверждены органами местного самоуправления.

В 2008-2012 годах тарифы на подключение к системам теплоснабжения не утверждались.

Существенные изменения в порядок установления платы за подключение были введены Федеральным законом от 27.07.2010 N 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Законом определены некоторые понятия:

- плата за подключение к системе теплоснабжения – плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемых к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемых здания, строения, сооружения;

- резервная тепловая мощность – тепловая мощность источников тепловой энергии и тепловых сетей, необходимая для обеспечения тепловой нагрузки теплопотребляющих



установок, входящих в систему теплоснабжения, но не потребляющих тепловой энергии, теплоносителя.

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

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

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

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

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

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

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

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

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается органом регулирования для каждой регулируемой организации равной ставке за мощность

установленного для такой организации тарифа или, если для такой организации установлен одноставочный тариф, равной ставке за мощность двухставочного тарифа.

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

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

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

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

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

г) религиозные организации;

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

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

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

## **Часть 12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения деревни Селикла**

Сложившаяся в настоящее время в Новосибирской области ситуация в топливно-энергетическом комплексе показывает, что угроза надежному топливно-и энергообеспечению в области имеет место. Она вызвана рядом причин, влияющих на снижение устойчивого энергоснабжения и, негативно воздействующих на развитие экономики.

В первую очередь сюда можно отнести высокий износ электросетевого и энергетического оборудования.

Инвестиции в обновление, модернизацию оборудования ТЭК выделяются в недостаточном объеме, что приводит к его старению, повышению уровня аварийности и снижению эксплуатационной готовности.

В соответствии с выполненным анализом состояния систем теплоснабжения деревни Селикла необходимо решение следующих важных вопросов:

- оптимизация удельных расходов топлива при генерации тепловой энергии за счет новых технологий при одновременном решении проблемы излишней «котельнизации» МО и реализации требований ФЗ №190 «О теплоснабжении» по преимущественно комбинированной выработке тепловой и электрической энергии;
- приведение показателей износа оборудования и сетей в процессе реконструкции систем теплоснабжения до нормативных значений;
- формирование инвестиционной программы модернизации системы теплоснабжения с учетом индикативных показателей энергетической безопасности.

2. Расчетный (проектный) температурный график теплоносителя в централизованных системах теплоснабжения 80/60 °С не выдерживается, что требует увеличения расхода теплоносителя для покрытия расчетных тепловых нагрузок. В связи с этим гидравлический режим работы тепловых сетей отличается от проектного.

3. Качество теплоносителя (его параметры и показатели цветности, состава горячей воды) в отдельных населенных пунктах формируют необходимость разработки комплекса мероприятий по повышению качества теплоносителя.

4. Прогнозируемое по генплану поселения увеличение тепловой нагрузки приведет к соответствующему увеличению расхода основного топлива. В соответствии с этим, весьма важной является проблема оптимизации объемов топливopотребления за счет повышения эффективности использования топлива и энергосбережения с последующей корректировкой развития существующей системы теплоснабжения.

5. Централизованное теплоснабжение дер. Селикла, на долю которого приходится основной объем отпуска тепловой энергии, определяет качество обеспечения его населения тепловой энергией. Либерализация энергетики в последнее десятилетие привела к созданию новых экономических отношений между производителями и потребителями тепловой энергии. В соответствии с этим при рыночных условиях возникает ряд новых задач, решение которых формирует необходимость модернизации самой структуры управления. Переход на обоснованную централизованную структуру управления теплоснабжением (СТС) позволяет сформировать менее затратную программу реконструкции и повысить качество теплоснабжения в новых условиях. Не существует единой для всех регионов структуры управления теплоснабжением, однако общие рациональные принципы ее построения уже апробированы практикой и дают положительные результаты.

В соответствии со статьей 4 (пункт 2) Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" Правительство Российской Федерации предусматривает утвердить Правила организации теплоснабжения. Планируется установить правовые основы организации теплоснабжения, права и обязанности органов местного самоуправления, федеральных органов исполнительной власти, теплоснабжающих и теплосетевых организаций, иных владельцев источников тепловой энергии и тепловых сетей, потребителей тепловой энергии в сфере организации теплоснабжения.

Решение указанных проблем возможно за счет комплекса различных мероприятий, обоснование которых предусмотрено на последующем этапе работы.

### **1.12.1 Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения**

#### **Системные:**

- недостаточность данных по фактическому состоянию систем теплоснабжения;
- завышенные оценки тепловых нагрузок потребителей;
- избыточная централизация систем теплоснабжения;

#### **Источники тепла:**

- избыток мощностей источников теплоснабжения;
- высокие удельные расходы топлива на производство тепловой энергии;
- низкая насыщенность приборным учетом потребления топлива и (или) отпуска тепловой энергии на котельных.

#### **Тепловые сети:**

- заниженный по сравнению с реальным уровень потерь в тепловых сетях, включаемый в тарифы на тепло, что существенно занижает экономическую эффективность расходов на реконструкцию тепловых сетей;

- высокий уровень затрат на эксплуатацию тепловых сетей (около 50 % всех затрат в системах теплоснабжения);

- высокая степень износа тепловых сетей и превышение критического уровня частоты отказов;

- нарушение гидравлических режимов тепловых сетей и сопутствующие ему избыточное (высокие потери от перетопов превышающие 30 %) или недостаточное отопление отдельных кварталов и зданий.

#### **Потребители услуг теплоснабжения:**

- низкая степень охвата потребителей учетом горячей воды и средствами регулирования теплопотребления;

- низкие характеристики теплозащиты ограждающих конструкций жилых и общественных зданий и их ухудшение из-за недостаточных и несвоевременных ремонтов;

- отсутствие у организаций, эксплуатирующих жилой фонд, стимулов к повышению эффективности использования коммунальных ресурсов.

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

Надежность всей системы теплоснабжения определяется надежностью ее элементов (источника тепла, тепловых сетей, вводов, систем отопления и горячего водоснабжения), а также надежностью ее структуры (наличие резервных перемычек в тепловых сетях, дублирующих источников тепла и др.).

По статистике повреждаемость оборудования источников тепла больше, чем тепловых сетей, но наиболее существенное влияние на надежность теплоснабжения потребителей и управляемость систем при эксплуатации оказывают тепловые сети. При авариях на источнике, имеющем, как правило, резервное оборудование, отпуск теплоты лишь снижается по сравнению с требуемым. Авария в нерезервируемой тепловой сети ведет к полному отключению потребителей. При этом продолжительность перерыва в теплоснабжении зависит от диаметра поврежденного теплопровода и качества организации аварийно-восстановительных работ на объекте.

Следствием неудовлетворительной надежности действующих теплоснабжающих систем являются нестабильный температурный режим в зданиях и большое число аварийных ситуаций, затраты на устранение которых значительно выше плановых эксплуатационных расходов.

На тепловых сетях централизованных систем теплоснабжения аварии происходят из-за наружной коррозии, вызванной некачественной гидроизоляцией теплофикационных каналов и теплопроводов. Существенным недостатком является тот факт, что в обычном неаварийном режиме температурный и гидравлический режимы поддерживаются без учета требований теплопотребляющих систем зданий.

Причинами выхода из строя квартальных теплопроводов являются:

- внутренняя и внешняя коррозия теплопроводов - 78 %;
- разрывы сварных швов - 1 %;
- размораживание теплопроводов и другие механические повреждения - 10 %;
- отказы компенсаторов и других элементов сети – 11 %.

Внешние проявления технологических нарушений и характеристика причин их возникновения приведены в таблице 33.

**Таблица 33** - Внешние проявления технологических нарушений и причины их возникновения

Внешнее проявление технологического нарушения	Причина возникновения технологического нарушения
Наружная коррозия теплопровода	Нарушение внешнего антикоррозийного покрытия: <ul style="list-style-type: none"> <li>- применение малоэффективных антикоррозийных покрытий;</li> <li>- повреждение антикоррозийных покрытий при транспортировке;</li> <li>- периодическое увлажнение антикоррозийного покрытия за счет отсутствия дублирующей гидроизоляции на тепловой изоляции;</li> <li>- износ покрытия за счет нарушения адгезии и разных температурных деформаций системы «земля – изоляция – трубопровод» при нарушениях в работе компенсационных систем</li> </ul>
	Увлажнение тепловой изоляции: <ul style="list-style-type: none"> <li>- высокий уровень грунтовых вод за счет отсутствия дренажа при высоком их уровне или глинистых грунтах, больших утечках воды из теплотрассы,</li> <li>- общее подтопление территории;</li> <li>- плохое гидроизоляционное покрытие трубопровода;</li> <li>- недосыпка грунта по линии теплотрассы;</li> <li>- нарушение уклонов теплотрассы между колодцами;</li> <li>- застаивание воды в каналах, нишах П-образных компенсаторов.</li> </ul>
Внутренняя коррозия теплопровода	Некачественная водоподготовка (подпитка сырой водой с наличием растворенного кислорода, присутствие в воде составляющих, способствующих коррозии).
Механические повреждения теплопровода	Деформационные сдвиги колодцев и неподвижных опор. Разрыв компенсаторов за счет разрушения неподвижных опор.

Внешнее проявление технологического нарушения	Причина возникновения технологического нарушения
	Гидравлический удар в тепловой сети за счет дестабилизации режимов и парообразования. Завышенные напоры в тепловой сети.

Основными причинами наружной коррозии являются: низкое качество изоляционных покрытий, высокий уровень стояния грунтовых вод. Проблема радикального ограничения повреждения теплопроводов наружной коррозией (при наличии финансовых средств) решается путем поэтапной замены поврежденных и ненадежных участков теплосети на теплопроводы с пенополиуретановой изоляцией, системой контроля ее увлажнения и полиэтиленовой гидроизоляционной оболочкой.

Повреждения теплопроводов от внутренней коррозии имеют локальный характер (раковины, развивающиеся в свищи).

Внутренняя коррозия труб теплосети - это электрохимический процесс разрушения стали в электролите. Роль электролита выполняет теплоноситель при температуре 40-150 °С, представляющий собой водный раствор различной концентрации сульфитов, хлоридов, солей, других взвешенных веществ. В этом растворе, как правило, также присутствуют газы: кислород и свободная углекислота.

Длительные перерывы в отоплении в связи с авариями в системе теплоснабжения могут вызывать разрушение отопительных приборов, оборудования котельной, а также способствовать распространению аварийной ситуации на системы электроснабжения в связи с непредусмотренными возросшими нагрузками на них. Нарушения тепловых режимов теплоснабжения приводят также к социальной напряженности, к увеличению заболеваемости населения.

### **1.12.3 Аварийные ситуации в системах теплоснабжения и отопления**

#### *Аварийные ситуации в системах отопления зданий*

К характерным отказам систем отопления можно отнести:

- течи в резьбовых и сварочных соединениях трубопроводов (за счет сборки на сухом льне, попадания воздуха в систему, опорожнения в летний период, механических повреждений, скачков давлений теплоносителя и др.);
- течи в отопительных приборах (периодическое опорожнение систем, подпитка водой без деаэрации и достаточной химобработки, механические повреждения, размораживание);

- неравномерный прогрев различных, особенно дальних стояков (разрегулировка, внутреннее обрастание трубопроводов, отсутствие летних промывок системы, воздушные «мешки»);

- неравномерный прогрев отопительных приборов по высоте здания (обрастание трубопроводов, нерасчетный расход теплоносителя, завышенные теплотери здания, несанкционированная установка отопительных приборов в отдельных помещениях, засорение отдельных приборов и арматуры, «завоздушивание» отдельных приборов);

- замерзание отопительных приборов, участков трубопроводов (локальное охлаждение при открытых наружных дверях или окнах, отсутствие изоляции на разводящих трубопроводах, низкая температура теплоносителя, перерывы в циркуляции теплоносителя);

- разрывы трубопроводов (отсутствие межэтажных гильз, компенсаторов, деформация конструктивных элементов здания, нерасчетные механические нагрузки на трубопроводы, завышенные давления в трубопроводах, замерзание участков трубопроводов, внутренняя коррозия и др.);

- прекращение циркуляции теплоносителя («завоздушивание» системы, частичное опорожнение, снижение или отсутствие перепада давления на вводе, засорение или перемерзание участка трубопровода, утечка воды из подающего трубопровода и др.).

К аварийным ситуациям, требующим оперативного вмешательства, следует отнести:

- разрыв трубопровода или отопительного прибора;
- прекращение циркуляции теплоносителя.

В первом случае, как правило, требуется опорожнить часть или всю отопительную систему и провести восстановительные работы. В случае хорошо (с продувкой) опорожненной системы (или ее части) нет угрозы перемерзания трубопроводов и отопительных приборов, и время ремонтных работ определяется, помимо социальных требований, остыванием здания (или ее части), а также из условия возможного спонтанного развития аварий при нерасчетном подключении потребителями электрических и газовых источников теплоты.

В случае прекращения циркуляции теплоносителя, особенно в системе отопления в целом, время ликвидации аварии (до опорожнения) определяется климатическими условиями. Для увеличения времени нахождения системы отопления в заполненном состоянии необходима реализация следующих мероприятий:

- опорожнение только лестничных стояков (как наиболее уязвимых мест);
- организация естественной циркуляции через байпасную линию (или путем снятия сопла элеватора);



- подключение на вводе циркуляционного насоса;
- подключение на вводе передвижного дополнительного источника тепла;
- теплоизоляция трубопроводов на вводе, лестничных площадках;
- подключение в квартирах дополнительных источников тепла с одновременной организацией циркуляции в системе отопления;
- обогрев лестничных площадок передвижными воздушно - отопительными агрегатами.

#### *Неисправности элементов теплового ввода*

В процессе эксплуатации на тепловом вводе возможны следующие неисправности, косвенно способствующие возникновению аварийных ситуаций в системах отопления и горячего водоснабжения (таблица 34).

**Таблица 34 - Неисправности в системах отопления и горячего водоснабжения косвенно способствующие возникновению аварийных ситуаций**

Неисправности	Возможные последствия
Засорение сопла элеватора	Прекращение циркуляции теплоносителя
Удаление сопла элеватора	Перегрев верхних этажей, увеличение давления в системе отопления с возможным превышением допустимых значений (разрыв отопительных приборов)
Заполнение грязевиков шламом	Снижение перепада давления и, как следствие, уменьшение циркуляции в системе отопления
Нарушение теплоизоляции трубопроводов	Увеличение тепловых потерь, ускорение замерзания трубопроводов при аварии
Заращение трубок теплообменников	Снижение температуры воздуха в отапливаемых помещениях, вертикальная разрегулировка
Отказы в работе циркуляционных насосов	Прекращение циркуляции теплоносителя, возможность замерзания трубопроводов системы отопления

#### *Аварийные ситуации в тепловых сетях*

Наиболее характерными неполадками в тепловых сетях являются:

- разрыв трубопроводов или разрушение арматуры;
- увеличенная подпитка тепловых сетей за счет свищей в трубопроводах;
- гидравлическая разрегулировка тепловых сетей.

Аварии, связанные с разрывом трубопровода, требуют оперативного вмешательства. В зависимости от назначения, диаметра, схемы и типа системы теплоснабжения возможны следующие этапы и варианты их ликвидации с последующим ремонтом теплопровода:

- обнаружение точного места аварии;
- прогноз теплового и гидравлического режимов при развитии аварии и отключении участка теплосети;

- отключение аварийного трубопровода;
- выбор оптимального теплового и гидравлического режимов системы на период восстановления аварийного теплопровода с разработкой стратегии и времени восстановления.

В основе отмеченной последовательности лежит выбор одного из вариантов временного функционирования системы теплоснабжения аварийной зоны:

- функционирование системы теплоснабжения с отключенным на период ремонта участком (временное отключение системы отопления);
- отопление зданий с помощью локальных обогревателей (воздушные калориферы, электрические или газовые отопительные приборы, «буржуйки» и др.);
- подключение в месте аварии передвижной временной котельной;
- работа двухтрубной тепловой сети по однотрубному варианту (на излив).

Первый вариант – наиболее неблагоприятный, но вместе с тем он достаточно широко применяется. Здесь определяющим является допустимый период времени на восстановление трубопровода.

Сроки проведения аварийно-восстановительных работ зависят от диаметра трубопровода, на котором эта авария произошла. В таблице 35 приведены примерные сроки ликвидации повреждений на подземных теплопроводах.

**Таблица 35 - Примерные сроки ликвидации повреждений на подземных теплопроводах**

Этап работ	Время, ч, выполнения этапа при диаметре трубы, мм				
	100-200	250-400	500-700	800-900	1000-1400
Отключение участка сети	1	2	4	4	4
Вызов представителей, доставка механизмов	2	3	3	3	3
Раскрытие шурфов для точного обнаружения места повреждения	3	5	6	7	9
Спуск воды из трубопровода	1	1	2	2	2
Вскрытие канала, откачка воды из трассы, вырезка поврежденной трубы	2	4	8	12	16
Подгонка новой трубы (заплаты) одним-двумя сварщиками	1	2	5	8/4	12/6
Заполнение участка сети	1	1	2	4	8
Включение и восстановление тепловой системы	1	2	4	4	4
Всего	12	20	34	44/40	58/52

Из таблицы 60 видно, что на ликвидацию повреждения на трубопроводе диаметром 100-200 мм затрачивается 12 ч, а при диаметре трубопровода 500-700 мм времени потребуется почти в три раза больше, и оно составит 34 ч.

В связи с этим в эксплуатируемых ныне и проектируемых тепловых сетях систем централизованного теплоснабжения при подземной их прокладке предусматривается резервная подача теплоты в зависимости от расчетной температуры наружного воздуха для отопления трубопроводов диаметрами от 300 мм и выше. Считается, что лимит времени для устранения повреждений теплопроводов меньшего диаметра достаточен и опасность замораживания систем отопления не возникает.

Определение лимита времени, требуемого на восстановление работоспособности нерезервируемого элемента, отказ которого возможен при любой климатической ситуации отопительного периода, приведен в таблице 36.

Из таблицы 36 следует, что высокая оперативность аварийно-восстановительных работ необходима в течение большей части отопительного периода.

**Таблица 36** - Лимит времени на производство аварийно-восстановительных работ в зависимости от погодных условий

Наружная расчетная температура для проектирования системы отопления, °С	Коэффициент аккумуляции, $\beta$	Параметр	Текущие значения наружной температуры, °С			
			-50	-30	-10	0
-50	75	tв, °С	10	12,4	14,8	16,0
		чел час	7,3	9,1	13,8	21,0
-40	70	tв, °С	-	11,5	14,5	16,0
		чел час	-	10,2	14,0	19,6
-30	65	tв, °С	-	10,0	14,0	16,0
		чел час	-	12,2	14,6	18,2
-20	55	tв, °С	-	-	13,0	16,0
		чел час	-	-	15,3	15,4

#### 1.12.4 Возможные способы оперативной локализации и устранения аварийных ситуаций в системах теплоснабжения и отопления

*Обнаружение мест повреждений на тепловых сетях и методы локализации аварий*

С развитием централизованного теплоснабжения, усложнением схем тепловых сетей актуальной стала задача выявления поврежденного участка в сложной сети с целью быстрой локализации аварии, а затем уже уточнения места повреждения для проведения ремонтных работ.

Факт достаточно крупного повреждения, как правило, устанавливается по резкому увеличению расхода подпиточной воды, понижению давления на коллекторах, существенной разнице расхода воды в подающем и обратном трубопроводах. В

соответствии с «Инструкцией по эксплуатации тепловых сетей», в случае резкого возрастания подпитки необходимо установить контроль над ее величиной. Одновременно производят внешний осмотр сети с целью выявления повреждения. Параллельно на станции проверяется герметичность теплофикационного оборудования и коллекторов котельной.

Если при внешнем осмотре сети и проверке герметичности место утечки обнаружить не удастся, то проверка осуществляется путем поочередного отключения от сети абонентских систем, квартальных и магистральных участков тепловых сетей и одновременное наблюдение за величиной подпитки.

При поиске повреждений в кольцевой сети таким методом необходимо сначала перестроить ее на радиальную. Это увеличивает время обнаружения с момента возникновения повреждения до его локализации.

Чтобы обеспечить возможность более быстрого выявления аварийной магистрали по показаниям расходомеров, установленных на выводах котельной, рекомендуется секционированная схема эксплуатации тепловых сетей.

Непосредственно место повреждения выявляется шурфовкой.

В целом эффективность способов нахождения повреждений, применяемых в отечественной практике эксплуатации городских тепловых сетей, довольно низкая. Практически аварийный участок чаще всего устанавливается по появлению воды в камерах, выходу сетевой воды на поверхность земли или по выходу паров из теплофикационных камер.

В настоящее время разработан ряд более совершенных методов обнаружения аварий в тепловых сетях (метод автоматической сигнализации, гидролокации, контролируемых давлений; методы, основанные на применении в условиях тепловых сетей современных АСУ). Но из-за недостаточного финансирования они не стали массовым технологическим базисом для создания постоянно функционирующих систем дистанционного выявления и локализации участков и мест утечек сетевой воды в современных действующих системах теплоснабжения.

В результате аварий на тепловых сетях и источниках возможны наиболее массовые и серьезные по своему характеру нарушения теплового режима, сопровождаемые значительными материальными и моральными издержками. Разработку схемных решений систем отопления, более устойчивых к экстремальным ситуациям, следует вести с учетом возможных нарушений гидравлических и тепловых режимов в системах теплоснабжения.

### **1.12.5 Существующие проблемы надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения**

Как уже было сказано выше, основным топливом, используемым для производства тепловой энергии, является уголь.

Основным потребителем топлива является источник теплоснабжения - котельная.

Аварийное и резервное топливо не предусмотрено.

Основной проблемой в организации надежного и эффективного снабжения топливом является зависимость теплоснабжающих компаний от поставок угля и отсутствие резервного топлива.

### **1.12.6 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения**

Надзорную деятельность в деревне Селикла осуществляет Сибирское управление Ростехнадзора. По официальным данным об аварийности и несчастных случаях со смертельным исходом на объектах, подконтрольных управлению Ростехнадзора, в теплоснабжающей организации деревни Селикла подобных инцидентов не было зарегистрировано.

Управлением Ростехнадзора регулярно проводятся проверки выполнения поднадзорными организациями требований промышленной и энергетической безопасности, в ходе которых выявляются и выдаются предписания к устранению нарушений требований законодательства Российской Федерации, привлекаются к административной ответственности должностные и юридические лица.

Основными проблемами обеспечения безопасности и противоаварийной устойчивости на промышленных и энергетических предприятиях отмечаются - высокая степень износа основных производственных фондов в промышленности и энергетике. В некоторых случаях ситуация усугубляется низким уровнем технологической дисциплины, не соответствующей степени опасности современных производств, некачественным ремонтом, монтажом технических устройств на опасных производственных объектах, выполняемых организациями. Большое опасение вызывает недостаточное количество квалифицированного персонала.

Особое внимание управление Ростехнадзора уделяет подготовке и прохождению отопительного сезона.

В настоящее время предписания надзорных органов, об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения деревни Селикла отсутствуют.

## Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

### 2.1 Анализ состояния существующих программ

Согласно результатам обработки исходных данных показатели спроса на тепловую мощность в зонах действия источников теплоты (котельных) на 01.01.2013 составляют 0,246 Гкал/ч, из них нагрузки отопления – 0,174 Гкал/ч или 71% от суммарной нагрузки потребителей в зонах действия источников теплоты. Нагрузка вентиляции – 29 % или 0,072 Гкал/ч.

**Таблица37** - Показатели спроса на тепловую мощность по отдельным видам теплопотребления в зонах действия источников теплоты дер. Селикла на 01.01.2013 г., Гкал/ч

Наименование района	Всего	Отопление	Вентиляция	ГВС	Технология
	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал
Дер. Селикла	0,246	0,174	0,072	-	-

Генеральным планом развития Вознесенского сельсовета предусматривается общий прирост спроса на тепловую мощность за расчетный период на 0,02 Гкал/ч. В таблице 38 приведены данные прироста показателей спроса на тепловую мощность централизованных систем теплоснабжения, определенные в Генеральном плане Вознесенского сельсовета.

**Таблица38** - Приросты показателей спроса на тепловую мощность централизованных систем теплоснабжения по Генеральному плану Вознесенского сельсовета

Наименование района	Теплоснабжение (прирост), МВт (Гкал/ч)	
	1 очередь	Расчетный срок
Дер. Селикла	0,0233(0,02)	0

Применительно к срокам начала реализации Программы теплоснабжения с 2014 г. приросты спроса на тепловую мощность по данным Генерального плана указаны в таблице 39, которые и будут рассматриваться далее в качестве исходных.

**Таблица39** - Ожидаемый рост нагрузок при реализации Генерального плана Вознесенского сельсовета начиная с 2014 года, Гкал/ч

Нагрузка	Годы							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2022	2027
Дер. Селикла	0	0	0	0	0,02	0,02	0,02	0,02

На основе указанных приростов сформирована таблица 40 прогнозных показателей спроса на тепловую мощность в деревне Селикла и таблица 41 прироста нагрузок по отдельным источникам теплоснабжения.

**Таблица 40** - Прогнозные перспективные нагрузки по деревне Селикла с учетом существующих нагрузок, Гкал/ч

Район	Годы							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2022	2027
Дер. Селикла	0,246	0,246	0,246	0,246	0,266	0,266	0,266	0,266

**Таблица 41** - Прирост перспективных нагрузок по деревне Селикла по отдельным источникам теплоснабжения относительно 2013 г, Гкал/ч

Источник	Годы							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2022	2027
Котельная дер. Селикла	0	0	0	0	0,02	0,02	0,02	0,02

В таблице 42 приведены данные по величине прироста тепловых нагрузок по отдельным видам теплопотребления для административных районов Вознесенского сельсовета и по зонам действия отдельных источников теплоснабжения в таблице 43.

**Таблица 42** - Прирост перспективных нагрузок по отдельным видам теплопотребления по деревне Селикла относительно 2013 г, Гкал/ч

Район	Годы							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2022	2027
Отопление								
Дер. Селикла	0	0	0	0	0,02	0,02	0,02	0,02
Вентиляция								
Дер. Селикла	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВСср								
Дер. Селикла	-	-	-	-	-	-	-	-

**Таблица 43** - Прирост перспективных нагрузок по деревне Селикла по отдельным видам теплопотребления в зонах действия источников теплоснабжения относительно 2013 г, Гкал/ч

Район	Годы							
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2022	2027
Отопление								
Котельная дер. Селикла	0	0	0	0	0,02	0,02	0,02	0,02
Вентиляция								
Котельная дер. Селикла	0	0	0	0	0	0	0	0
ГВСср								
Котельная дер. Селикла	-	-	-	-	-	-	-	-

## 2.2 Площадь строительных фондов и приросты площадей строительных фондов

### *Жилая и общественная застройка*

Генеральным планом предусмотрен увеличение общественного строительства на 250 м<sup>2</sup> на первом этапе (таблица 44).

**Таблица 44** - Среднегодовой баланс строительства индивидуального жилого фонда Вознесенского сельсовета, тыс м<sup>2</sup>

	Новое строительство	Снос	Годовой баланс
Первый этап	0,25	-	0,25
Расчетный срок	0	-	0

В соответствии с решениями Генерального плана увеличение жилой застройки не предусмотрено.

### *Производственные строительные фонды*

Согласно Генерального плана развития Вознесенского сельсовета, строительство промышленных предприятий на территории деревни Селикла не планируется.

## 2.3 Состояние строительства

До 2010 года наибольший объем подрядных работ в Вознесенском сельсовете выполняется малыми строительными организациями. С учетом их деятельности глубина падения строительного рынка по результатам 2010 года в сравнении с 2008 годом оценивалась на уровне 100 %.

К основным факторам, сдерживающим темпы жилищного строительства в дер. Селикла, кроме специфических, свойственных посткризисному периоду, относятся:

- неразвитость систем коммунальной инфраструктуры практически во всех населенных пунктах, не обеспечивающих вновь вводимые жилые объекты достаточными ресурсами;
- большой объем ветхого жилищного фонда на территориях, отводимых под строительство;
- отсутствие средств на освоение площадок под массовое строительство;
- отсутствие разработанной и утвержденной документации по планировке территории.



## 2.4 Прирост спроса на тепловую мощность

### 2.4.1 Учет энергоэффективного строительства

Постановлением Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 г. № 306 (в редакции постановления Правительства Российской Федерации от 28 марта 2012 г. № 258) введены требования к теплоснабжению зданий постройки после 1999 г., определяющие необходимость принятия энергоэффективных решений при их проектировании. Требования энергоэффективности, идентичные приведенным в постановлении Правительства РФ, ранее опубликованы в СНиП 23-02-2003. Кроме того, постановлением Правительства РФ от 25.01.2011 №18 предусмотрено поэтапное снижение норм к 2020 г. на 40 %. Ранее выполненные расчеты перспективного теплоснабжения Генерального Плана Вознесенского сельсовета до 2025 г. выполнены по нормативам, соответствующим требованиям ПП РФ №258 до 1999 г., и составляют в существующих границах поселения (таблица 45).

**Таблица 45** - Прирост нагрузок по Генеральному плану Вознесенского сельсовета в существующих границах муниципального образования

	2014-2018 гг	2019-2025 гг
Прирост нагрузок по Генеральному плану Вознесенского сельсовета в существующих границах, Гкал/ч	0,02	0

### 2.4.2 Нормативы удельного теплоснабжения зданий перспективного строительства с учетом требований энергоэффективности

При расчете удельных показателей учтены:

1. Требования Постановления Правительства Российской Федерации от 23 мая 2006 г. № 306 (в редакции постановления Правительства Российской Федерации от 28 марта 2012 г. № 258) для жилых зданий нового строительства.
2. Требования СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» для общественных зданий и зданий производственного назначения.
3. Требования Постановления Правительства РФ от 25.01.2011 №18, предусматривающие поэтапное снижение нормативов теплоснабжения.
4. Сохранение показателей теплоснабжения для строящихся в настоящее время зданий, вводимых в 2012-2013 гг., в проекты которых заложены устаревшие нормативы.

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 двуоксида 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 85.

Присвоение классов D, E на стадии проектирования не допускается.

Классы A, B устанавливают для вновь возводимых и реконструируемых зданий на стадии разработки проекта и впоследствии их уточняют по результатам эксплуатации.

Для достижения классов A, B органам администраций субъектов Российской Федерации рекомендуется применять меры по экономическому стимулированию участников проектирования и строительства.

Класс C устанавливают при эксплуатации вновь возведенных и реконструированных зданий согласно раздела 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 данным таблицы 46.

Нормами установлены три показателя тепловой защиты здания:

а). Приведенное сопротивление теплопередаче отдельных элементов ограждающих конструкций здания;

**Таблица 46 - Классы энергетической эффективности зданий**

Обозначение класса	Наименование класса энергетической эффективности	Величина отклонения расчетного (фактического) значения удельного расхода тепловой энергии на отопление здания $q_h^{des}$ от нормативного, %	Рекомендуемые мероприятия органами администрации субъектов РФ
Для новых и реконструированных зданий			
A	Очень высокий	Менее минус 51	Экономическое стимулирование
B	Высокий	От минус 10 до минус 50	То же
C	Нормальный	От плюс 5 до минус 9	-
Для существующих зданий			
D	Низкий	От плюс 6 до плюс 75	Желательна реконструкция здания
E	Очень низкий	Более 76	Необходимо утепление здания в ближайшей перспективе

б). Санитарно-гигиенический, включающий температурный перепад между температурами внутреннего воздуха и на поверхности ограждающих конструкций и температуру на внутренней поверхности выше температуры точки росы;

в). 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".

**Приведенное сопротивление теплопередаче элементов ограждающих конструкций**

Приведенное сопротивление теплопередаче  $R_0$ ,  $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$ , ограждающих конструкций, а также окон и фонарей (с вертикальным остеклением или с углом наклона более  $45^\circ$ ) следует принимать не менее нормируемых значений  $R_{req}$ ,  $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$ , определяемых по таблице 16 СНиП 23-02-2003, в зависимости от градусо-суток района строительства  $D_d$ ,  $^\circ\text{C} \cdot \text{сут}$  (таблица 47).

**Таблица 47 - Нормируемые значения сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций**

Здания и помещения, коэффициенты $\alpha$ и $\beta$	Градусо-сутки отопительного периода $D_d$ , $^\circ\text{C} \cdot \text{сут}$	Нормируемые значения сопротивления теплопередаче $R_{req}$ , $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$ , ограждающих конструкций				
		Стен	Покров и перекрытий над проездами	Перекрытий чердачных, над неотапливаемыми подпольями и подвалами	Окон и балконных дверей, витрин и витражей	Фонарей с вертикальным остеклением
1	2	3	4	5	6	7
1 Жилые, лечебно-профилактические и детские учреждения, школы, интернаты, гостиницы и общежития	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
$\alpha$	-	0,00035	0,0005	0,00045	-	0,000025
$\beta$	-	1,4	2,2	1,9	-	0,25
2 Общественные, кроме указанных выше, административные и бытовые,	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

Здания и помещения, коэффициенты $\alpha$ и $\beta$ .	Градусо-сутки отопительного периода $D_d$ , °C·сут	Нормируемые значения сопротивления теплопередаче $R_{req}$ , м <sup>2</sup> ·°C/Вт, ограждающих конструкций				
		Стен	Покров и перекрытий над проездами	Перекрытий чердачных, над неотапливаемыми подпольями и подвалами	Окон и балконных дверей, витрин и витражей	Фонарей с вертикальным остеклением
производственные и другие здания и помещения с влажным или мокрым режимом	10000	4,2	5,6	4,8	0,7	0,5
	12000	4,8	6,4	5,5	0,8	0,55
$\alpha$	-	0,0003	0,0004	0,00035	0,00005	0,000025
$\beta$	-	1,2	1,6	1,3	0,2	0,25
3 Производственные с сухим и нормальным режимами	2000	1,4	2,0	1,4	0,25	0,2
	4000	1,8	2,5	1,8	0,3	0,25
	6000	2,2	3,0	2,2	0,35	0,3
	8000	2,6	3,5	2,6	0,4	0,35
	10000	3,0	4,0	3,0	0,45	0,4
	12000	3,4	4,5	3,4	0,5	0,45
$\alpha$	-	0,0002	0,00025	0,0002	0,000025	0,000025
$\beta$	-	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  $\Delta t_0$ , °C, между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции не должен превышать нормируемых величин  $\Delta t_n$ , °C, установленных в таблице 48.

**Таблица 48** - Нормируемый температурный перепад между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции

Здания и помещения	Нормируемый температурный перепад $\Delta t_n$ , °С, для			
	наружных стен	покрытий и чердачных покрытий	перекрытий над проездами, подвалами и подпольями	зенитных фонарей
1. Жилые, лечебно-профилактические и детские учреждения, школы, интернаты	4,0	3,0	2,0	$t_{int} - t_d$
2. Общественные, кроме указанных в поз.1, административные и бытовые, за исключением помещений с влажным или мокрым режимом	4,5	4,0	2,5	$t_{int} - t_d$
3. Производственные с сухим и нормальным режимами	$t_{int} - t_d$ , но не более 7	$0,8(t_{int} - t_d)$ , но не более 6	2,5	$t_{int} - t_d$
4. Производственные и другие помещения с влажным или мокрым режимом	$t_{int} - t_d$	$0,8(t_{int} - t_d)$	2,5	-
5. Производственные здания со значительными избытками явной теплоты (более 23 Вт/м <sup>3</sup> ) и расчетной относительной влажностью внутреннего воздуха более 50%	12	12	2,5	$t_{int} - t_d$

### **Удельный расход тепловой энергии на отопление здания**

Удельный (на 1 м<sup>2</sup> отапливаемой площади пола квартир или полезной площади помещений [или на 1 м<sup>3</sup> отапливаемого объема]) расход тепловой энергии на отопление здания  $q_h^{des}$ , кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сут) или [кДж/(м<sup>3</sup>·°С·сут)], определяемый по приложению Г СНиП 23-02-2003, должен быть меньше или равен нормируемому значению  $q_h^{req}$ , кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сут) или [кДж/(м<sup>3</sup>·°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 49,50.

**Таблица 49** - Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление  $q_h^{req}$  жилых домов многоквартирных отдельно стоящих и блокированных,  $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{сут})$

Отапливаемая площадь домов, $\text{м}^2$	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 $\text{м}^2$ значения $q_h^{req}$ должны определяться по линейной интерполяции.				

**Таблица 50** - Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление зданий  $q_h^{req}$ ,  $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{сут})$  или  $[\text{кДж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{сут})]$

Типы зданий	Этажность зданий					
	1-3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
1 Жилые, гостиницы, общежития	По таблице 116	85[31] для 4-этажных многоквартирных и блокированных домов - по таблице 116	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 этажности	[32]	[31]	[29,5]	[28]	-
3 Поликлиники и лечебные	[34]; [33]; [32] соответственно	[31]	[30]	[29]	[28]	-

Типы зданий	Этажность зданий					
	1-3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
учреждения, дома-интернаты	нарастанию этажности					
4 Дошкольные учреждения	[45]	-	-	-	-	-
5 Сервисного обслуживания	[23]; [22]; [21] соответственно нарастанию этажности	[20]	[20]	-	-	-
6 Административного назначения (офисы)	[36]; [34]; [33] соответственно нарастанию этажности	[27]	[24]	[22]	[20]	[20]
Примечание - Для регионов, имеющих значение $D_d = 8000^{\circ}\text{C}\cdot\text{сут}$ и более, нормируемые $q_h^{\text{req}}$ следует снизить на 5%.						

В настоящем проекте расчет тепловых нагрузок производится с условием строительства жилых зданий с классом энергетической эффективности «С».

Сводные данные по удельному теплопотреблению и приросту спроса на мощность представлены в таблице 51.

**Таблица 51** - Показатели энергопотребления зданий жилых с учетом энергоэффективного строительства, принятые при расчете приростов тепловых нагрузок

Этажность здания	До 1999 г		Базовые		До 2015 г		До 2020 г		С 2021г	
	ккал/(ч м²)	Гкал/(год м²)	ккал/(ч м²)	Гкал/(год м²)	ккал/(ч м²)	Гкал/(год м²)	ккал/(ч м²)	Гкал/(год м²)	ккал/(ч м²)	Гкал/(год м²)
Здания жилые										
1	163	1,13	74	0,51	70,7	0,49	58,2	0,40	49,9	0,35
2	152	1,05	63	0,44	68,3	0,47	56,3	0,39	48,2	0,33
3	96	0,67	62	0,43	63,6	0,44	52,4	0,36	44,9	0,31
4	96	0,67	54	0,37	59,5	0,41	49	0,34	42	0,29
5	85	0,59	54	0,37	59,5	0,41	49	0,34	42	0,29
6	85	0,59	50	0,35	57,1	0,40	47	0,33	40,3	0,28
7	85	0,59	50	0,35	57,1	0,40	47	0,33	40,3	0,28
8	85	0,59	48	0,33	55,3	0,38	45,6	0,32	39,1	0,27
9	85	0,59	48	0,33	55,3	0,38	45,6	0,32	39,1	0,27
10	80	0,56	45	0,31	53,4	0,37	44	0,31	37,7	0,26
11	80	0,56	45	0,31	53,4	0,37	44	0,31	37,7	0,26
12	79	0,55	43	0,30	52,4	0,36	43,1	0,30	37	0,26
13	81	0,56	43	0,30	52,4	0,36	43,1	0,30	37	0,26
14	82	0,57	43	0,30	52,4	0,36	43,1	0,30	37	0,26
15	84	0,58	43	0,30	52,4	0,36	43,1	0,30	37	0,26
16 и более	86	0,60	43	0,30	52,4	0,36	43,1	0,30	37	0,26



## **2.5 Территориальное расположение и темпы роста нового строительства согласно Генерального плана развития Вознесенского сельсовета**

Локализация нового строительства в деревне Селикла, согласно Генерального плана развития Вознесенского сельсовета представлена на рисунке 17.

Строительство жилищно-коммунального фонда в период с 2013 по 2028 год не предусмотрено.

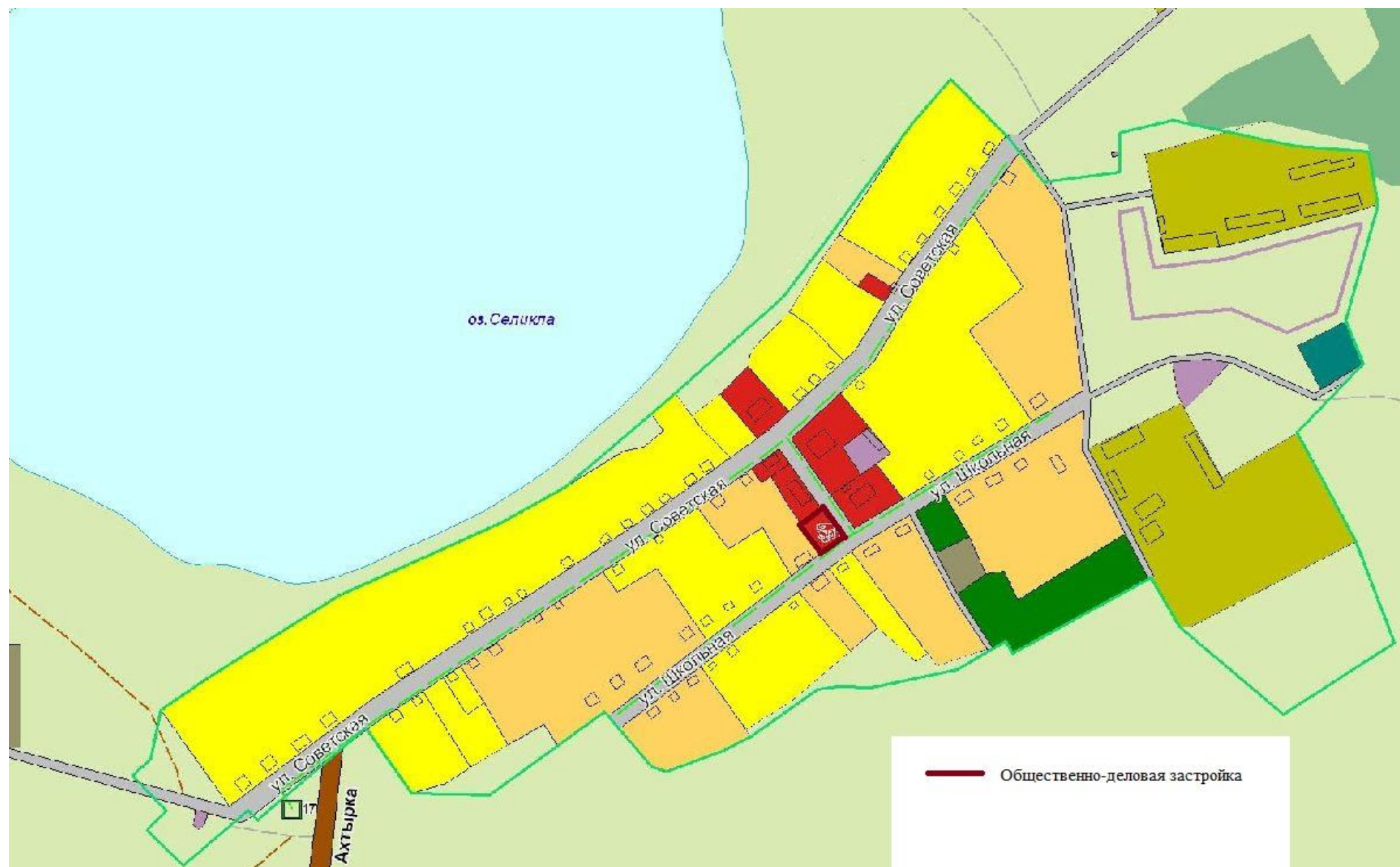


Рисунок 17 - Локализация объектов нового строительства согласно Генерального плана развития Вознесенского сельсовета д.Селикля)

## **2.6 Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения или долгосрочные договоры по регулируемой цене**

В соответствии с законом «О теплоснабжении»:

- «долгосрочные тарифы» – тарифы в сфере теплоснабжения, установленные на долгосрочный период регулирования на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности регулируемых организаций в числовом выражении или в виде формул;
- «долгосрочные параметры регулирования» – параметры расчета тарифов, устанавливаемые органом регулирования на долгосрочный период регулирования, в течение которого они не пересматриваются.

Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» устанавливаются 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.

Установленные правовые основы кардинально отличаются от ранее действовавших. Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» изменил не только принципы государственной политики в сфере теплоснабжения, полномочия органов власти и органов местного самоуправления, но и правовую регламентацию отношений теплоснабжающих, теплосетевых организаций и потребителей.

Федеральный закон «О теплоснабжении» определил семь разновидностей договоров:

- договор теплоснабжения;
- долгосрочный договор теплоснабжения;
- долгосрочный договор теплоснабжения, заключенный в установленном Правительством РФ порядке между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающими организациями по ценам, определенным соглашением сторон;
- договор поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя;
- договор оказания услуг по передаче тепловой энергии и (или) теплоносителя;
- договор о подключении к системе теплоснабжения;
- договор оказания услуг по поддержанию резервной тепловой мощности.

Долгосрочные тарифы устанавливаются органом регулирования для регулируемой организации, как в числовом выражении, так и в виде формул отдельно на каждый год долгосрочного периода регулирования на основании определенных органом

регулирования для такой регулируемой организации значений долгосрочных параметров регулирования ее деятельности и иных прогнозных параметров регулирования. Значения долгосрочных параметров регулирования деятельности регулируемой организации, для которой устанавливаются такие тарифы, определяются органом регулирования на весь долгосрочный период регулирования и в течение него не пересматриваются.

Орган регулирования ежегодно в течение долгосрочного периода регулирования осуществляет корректировку долгосрочного тарифа, ранее установленного на год, следующий за истекающим годом, в соответствии с методическими указаниями по расчету цен (тарифов) в сфере теплоснабжения с учетом отклонения значений параметров регулирования деятельности регулируемой организации за истекший период регулирования от значений таких параметров, учтенных при расчете долгосрочных тарифов, за исключением долгосрочных параметров регулирования. Корректировка осуществляется в соответствии с формулой корректировки необходимой валовой выручки, установленной в методических указаниях по расчету цен (тарифов) в сфере теплоснабжения и включающей следующие показатели:

- отклонение объема товаров (услуг), реализуемых в ходе осуществления регулируемой деятельности, от объема, учтенного при установлении тарифов для регулируемой организации;
- отклонение фактических значений индекса потребительских цен и других индексов, установленных прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, от значений, которые были использованы органом регулирования при установлении тарифов;
- отклонение уровня неподконтрольных расходов от уровня неподконтрольных расходов, который был использован органом регулирования при установлении тарифов;
- отклонение изменения количества и состава производственных объектов регулируемой организации от изменения, учтенного при установлении тарифов;
- реализация (ввод производственных объектов в эксплуатацию) и изменение утвержденной инвестиционной программы;
- изменение уровня доходности долгосрочных государственных долговых обязательств по сравнению с уровнем, учтенным при расчете необходимой валовой выручки;
- отклонение уровня надежности и качества продукции поставляемых товаров и оказываемых услуг (уровня надежности теплоснабжения) от установленного уровня;
- отклонение фактических показателей энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных плановых показателей;

- отклонение сроков реализации программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности от установленных сроков реализации такой программы – в случае, если в отношении регулируемой организации утверждена программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

При этом, если отклонение выручки регулируемой организации, полученной по начислению за первые шесть месяцев текущего года, составляет 10 и более процентов от величины, равной произведению установленной на текущий год долгосрочного периода регулирования необходимой валовой выручки и доли необходимой валовой выручки такой организации в предыдущем периоде регулирования, полученной такой организацией по начислению за первые шесть месяцев предыдущего периода регулирования, при корректировке тарифов, помимо данных за истекший год, учитываются данные за первые шесть месяцев текущего года.

Прерогатива заключения долгосрочных договоров принадлежит единой теплоснабжающей организации.

В настоящее время отсутствует информация о долгосрочных договорах на теплоснабжение в Вознесенском сельсовете.

## **2.7 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 (ОРЕХ) и индекс их изменения, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок возврата инвестированного капитала, уровень надежности и качества услуг).

Определен порядок формирования НВВ организации, принимаемой к расчету при установлении тарифов, правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала, правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.

Основные параметры формирования долгосрочных тарифов методом RAB:

- тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации;

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

- срок возврата инвестированного капитала (20 лет); в НВВ для расчета тарифа не учитывается амортизация основных средств в соответствии с принятым организацией способом начисления амортизации, в тарифе учитывается амортизация капитала, рассчитанная из срока возврата капитала 20 лет;

- рыночная оценка первоначально инвестированного капитала и возврат первоначального и нового капитала при одновременном исключении амортизации из операционных расходов ведет к снижению инвестиционного ресурса, возникает противоречие с Положением по бухгалтерскому учету, при необходимости осуществления значительных капитальных вложений - ведет к значительному увеличению расходов на финансирование ИП из прибыли и возникновению дополнительных налогов;

- устанавливается норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование (на каждый год первого долгосрочного периода регулирования, на последующие долгосрочные периоды норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование, устанавливается одной ставкой);

- осуществляется перераспределение расчетных объемов НВВ периодов регулирования в целях сглаживания роста тарифов (не более 12 % НВВ регулируемого периода).

Доступна данная финансовая модель - для Предприятий, у которых есть достаточные «собственные средства» для реализации инвестиционных программ, возможность растягивать возврат инвестиций на 20 лет, возможность привлечь займы на условиях установленной доходности на инвестируемый капитал. Для большинства ОКК установленная параметрами RAB-регулирования норма доходности инвестированного капитала не позволяет привлечь займы на финансовых рынках в современных условиях, т.к. стоимость заемного капитала по условиям банков выше. Привлечение займов на срок 20 лет тоже проблематично и влечет за собой схемы неоднократного перекредитования, что значительно увеличивает расходы ОКК на обслуживание займов, финансовые потребности ИП и риски при их реализации. Таким образом, для большинства ОКК применение RAB-регулирования не ведет к возникновению достаточных источников финансирования ИП (инвестиционных ресурсов), позволяющих осуществить реконструкцию и модернизацию теплосетевого комплекса при существующем уровне его износа.

В 2011 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 136 Гкал/год (не более 10 % от планируемого прироста).

### **Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения деревни Селикла**

Под электронной моделью системы теплоснабжения деревни Селикла понимается математическая модель этой системы, привязанная к топографической основе поселения, предназначенная для имитационного моделирования всех процессов, протекающих в системе теплоснабжения.

Электронная модель системы теплоснабжения деревни Селикла 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) расчета энергетических характеристик тепловых сетей по показателю «потери тепловой энергии» и «потери сетевой воды»;

5) группового изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;

6) расчета и сравнения пьезометрических графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей;

7) автоматизированного формирования пути движения теплоносителя до произвольно выбранного потребителя с целью расчета вероятности безотказной работы (надежности) системы теплоснабжения относительно этого потребителя;

8) автоматизированного расчета отключенных от теплоснабжения потребителей при повреждении произвольного (любого) участка тепловой сети;

9) определения существования пути движения теплоносителя до выбранного потребителя при повреждении произвольного участка тепловой сети;

10) расчета эффективного радиуса теплоснабжения в зонах действия изолированных систем теплоснабжения на базе единственного источника тепловой энергии.

Расчетные модули электронной модели системы теплоснабжения деревни Селикла разработаны в программном комплексе ZuluThermo™, основой которого является географическая информационная система (ГИС) Zulu™. При помощи ГИС создана карта города, на которую нанесены тепловые сети. Модули электронной модели позволяют произвести расчет тупиковых и кольцевых сетей многотрубных систем теплоснабжения с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающими от одного или нескольких источников. В модели предусмотрено выполнение теплогидравлического расчета системы централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам. Используются 32 схемных решения подключения потребителей, а также 29 схем присоединения ЦТП. Расчет систем теплоснабжения 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. Картографический материал и схемы тепловых сетей могут быть оформлены в виде документа с использованием макета печати.

Базовый комплекс электронной модели включает следующие расчетные модули:

- модуль наладочного расчета;
- модуль поверочного расчета;



- модуль конструкторского расчета;
- модуль расчета температурного графика;
- модуль построения пьезометрического графика;
- модуль решения коммутационных задач;
- модуль расчета нормативных потерь тепла через изоляцию.

*Наладочный расчет тепловой сети* выполняется с целью достижения качественного обеспечения всех потребителей, подключенных к тепловой сети, необходимым количеством тепловой энергии и сетевой воды при оптимальном режиме работы системы централизованного теплоснабжения в целом

В результате наладочного расчета определяются номера элеваторов, диаметры сопел и дросселирующих устройств, а также места их установки. Расчет проводится с учетом различных схем присоединения потребителей к тепловой сети и степени автоматизации подключенных тепловых нагрузок. При этом на потребителях могут устанавливаться регуляторы расхода, нагрузки и температуры. В тепловой сети устанавливаются насосные станции, регуляторы давления, регуляторы расхода, кустовые шайбы и перемычки.

*Поверочный расчет тепловой сети* выполняется с целью определения фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количества тепловой энергии, получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Математическая имитационная модель системы теплоснабжения, предназначенная для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты проводятся с различными исходными данными, в том числе при аварийных ситуациях: отключении отдельных участков тепловой сети, передаче воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.п. В качестве теплоносителя используется вода (могут использоваться антифриз или этиленгликоль).

Расчёт тепловых сетей проводится с учётом:

- утечек из тепловой сети и систем теплоснабжения;
- тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети;
- фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

Поверочный расчет позволяет рассчитать любую аварию на трубопроводах тепловой сети и источнике теплоснабжения. В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые

напоры у потребителей, температура теплоносителя в узлах сети (при учете тепловых потерь), температура внутреннего воздуха у потребителей, расходы и температура воды на входе и выходе в каждую систему теплоснабжения. При работе нескольких источников на одну сеть определяется распределение воды и тепловой энергии между источниками. Подводится баланс по воде и отпущенной тепловой энергией между источником и потребителями. Определяются зоны влияния источников на сеть.

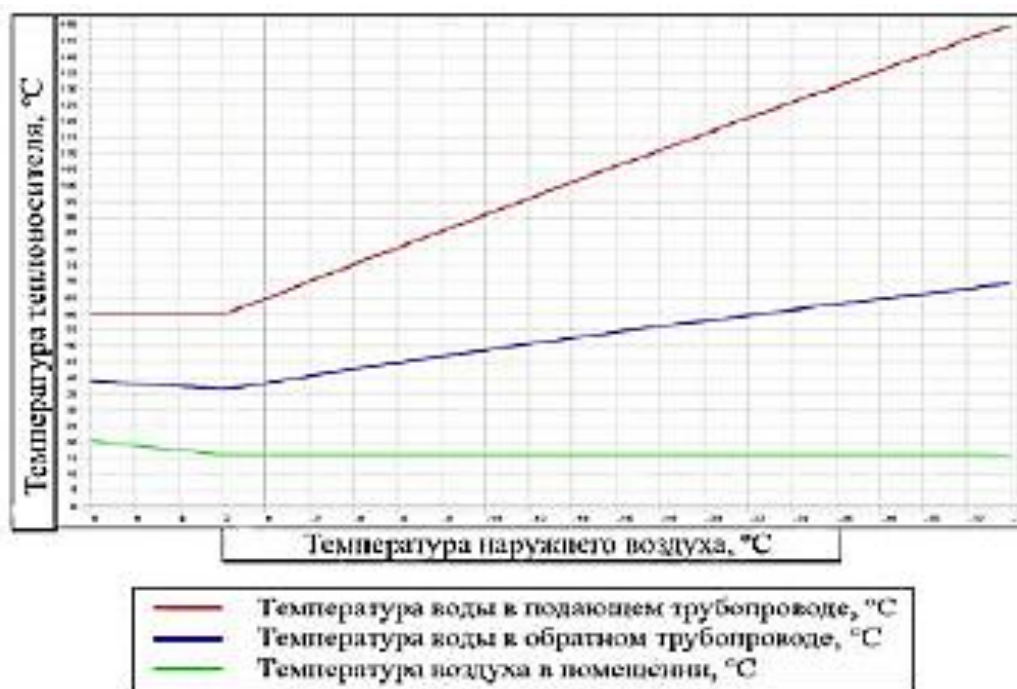
*Конструкторский расчет тепловой сети* выполняется с целью определения диаметров трубопроводов тупиковой и кольцевой тепловой сети при пропуске по ним расчетных расходов при заданном (или неизвестном) располагаемом напоре на источнике. Расчетный модуль используется при:

- проектировании новых тепловых сетей;
- реконструкции существующих тепловых сетей;
- выдаче разрешений на подключение новых потребителей к существующей тепловой сети.

В качестве источника теплоснабжения может использоваться любой узел системы теплоснабжения (например, тепловая камера). Для более гибкого решения задачи предусмотрена возможность задания для каждого участка тепловой сети либо оптимальной скорости движения воды, либо удельных линейных потерь напора. В результате расчета определяются диаметры трубопроводов, располагаемый напор в точке подключения, расходы, потери напора и скорости движения воды на участках сети.

*Расчет температурного графика* выполняется с целью определения минимально необходимой температуры теплоносителя на выходе из источника для обеспечения у выбранного потребителя температуры внутреннего воздуха не ниже расчетной. Температурный график строится для отопительного периода с интервалом в 1 °С (рисунок18).

В расчетном модуле предусмотрена возможность задания температуры срезки графика и компенсации недоотпуска тепловой энергии в этот период времени за счет увеличения расхода сетевой воды от источника.

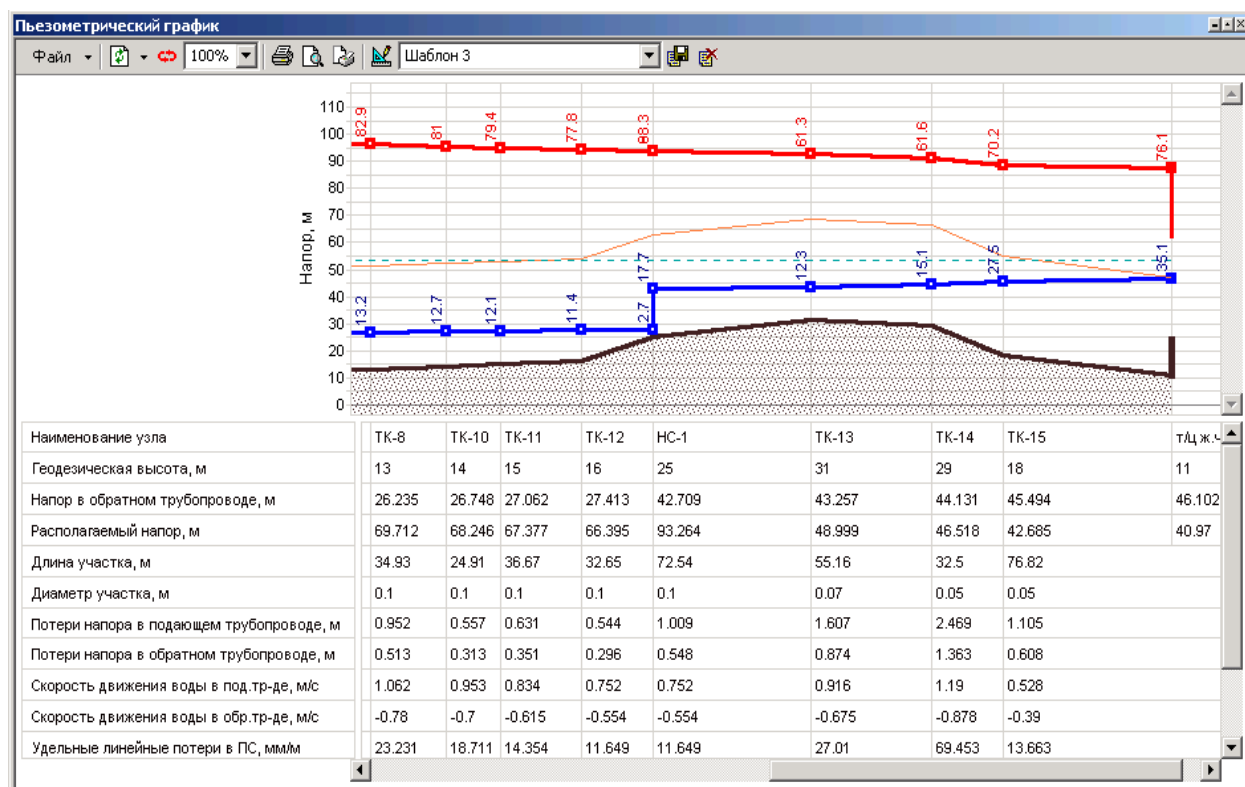


**Рисунок18 - Внешний вид температурного графика**

Целью построения пьезометрического графика является графическое представление результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). Настройка графика выполняется оператором, при этом осуществляется вывод:

- линии давления в подающем трубопроводе;
- линии давления в обратном трубопроводе;
- линии поверхности земли;
- линии потерь напора на шайбе;
- линии вскипания;
- линии статического напора;
- высота здания потребителя.

В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, геодезическая отметка, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, величина дросселируемого напора на шайбах у потребителей, потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках тепловой сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем (рисунок 19).



**Рисунок 19 - Пример пьезометрического графика тепловой сети**

*Коммутационные задачи.* Расчетный модуль решения коммутационных задач предназначен для анализа изменений в системе вследствие отключения задвижек или участков сети. В результате решения коммутационной задачи определяются отключаемые объекты. При этом производится расчет объемов воды, которые, возможно, придется сливать из трубопроводов тепловой сети и систем теплоснабжения. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет.

Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию выполняется с целью определения нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов в течение года. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по каждому месяцу. Анализ результатов расчета производится как по всей тепловой сети, так и по каждому источнику тепловой энергии или центральному тепловому пункту (ЦТП) (рисунок 20). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь. Результаты выполненных расчетов экспортируются в MS Excel.

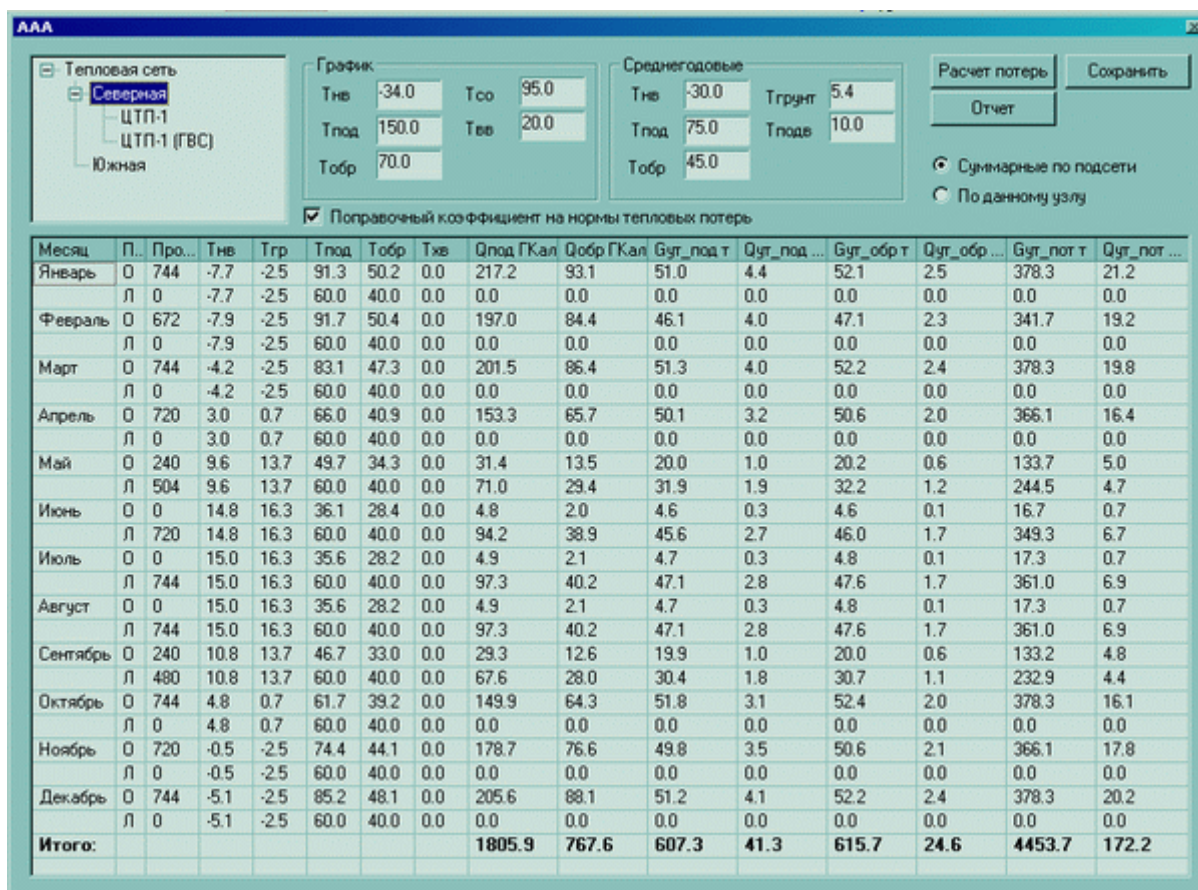
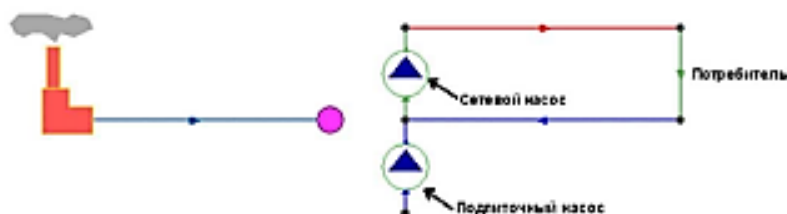


Рисунок 20 - Пример расчета годовых потерь тепла

### 3.1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения

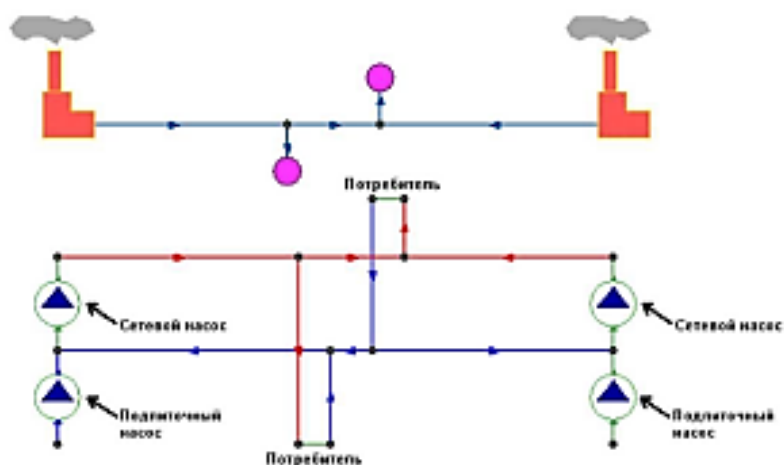
Система теплоснабжения включает в себя следующие основные объекты: источник, участок, потребитель и узлы: центральный тепловой пункт (ЦТП), насосную станцию, запорно-регулирующую арматуру и другие элементы, являющиеся объектами математической модели системы, которая представляет собой связанный граф с узлами и дугами графа. Элементы системы теплоснабжения являются узлами, а участки тепловой сети - дугами связанного графа. Каждый объект математической модели относится к определенному типу и имеет режимы работы, соответствующие его функциональному назначению.

Источник - символьный объект тепловой сети, моделирующий режим работы котельной или ТЭЦ. В математической модели источник представляется сетевым насосом (создающим располагаемый напор) и подпиточным насосом (определяющим напор в обратном трубопроводе). Внешнее и внутреннее представление источника показано на рисунке 21.



**Рисунок 21 - Однолинейное изображение (слева) и внутреннее представление (справа) сети**

При работе нескольких источников на одну тепловую сеть внешнее и внутреннее представление имеет вид, представленный на рисунке 22.

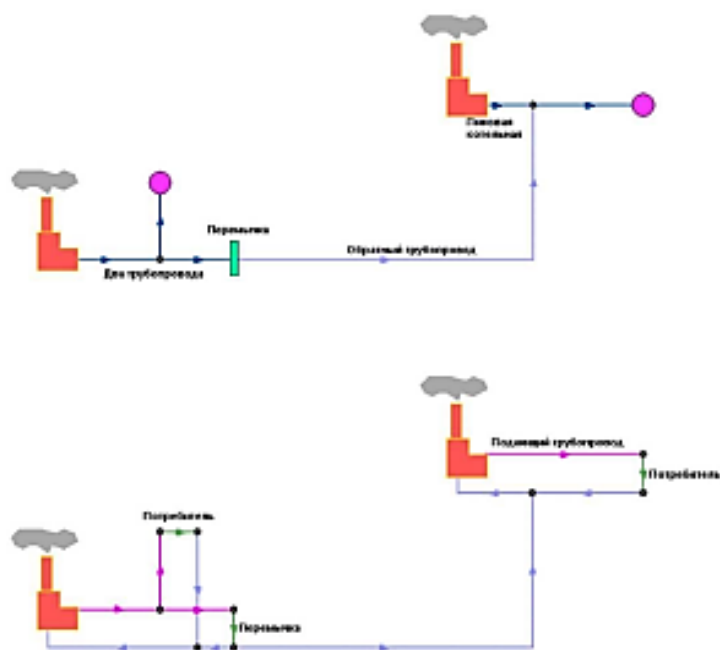


**Рисунок 22 - Работа нескольких источников на одну тепловую сеть. (Вверху - однолинейное изображение, внизу – внутреннее представление)**

Условные обозначения источника в зависимости от режима работы:

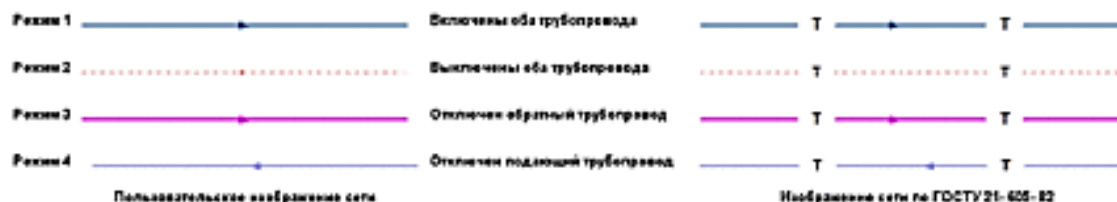
Включен	
Выключен	

При работе нескольких источников на сеть один из них может выступать в качестве пикового. Внешнее и внутреннее представление для данного случая приведено на рисунке 23.



**Рисунок 23 - Подключение пикового источника. Вверху – однолинейное изображение сети, внизу – внутреннее представление**

Двухтрубная тепловая сеть изображается в одну линию и соответствует стандартному изображению сети по ГОСТ 21.605-82. Участок имеет различные режимы работы: «отключен подающий», «отключен обратный» и т.п. (рисунок 24).



**Рисунок 24 - Режимы изображения участка**

Участок обязательно начинается и заканчивается одним из типовых узлов (объектом сети). Условия завершения участка:

- разветвление - меняется расход;
- изменение диаметра - меняется сопротивление;
- смена типа прокладки (канальная, бесканальная, воздушная) - меняются тепловые потери;
- смена вида изоляции (минеральная вата, пенополиуретан и т.д.) – меняются тепловые потери;
- смена состояния изоляции (разрушение, увлажнение, обвисание) - меняются тепловые потери.



Трубопровод может быть разделен на разные участки в любом месте даже там, где тепловые и гидравлические свойства трубопровода не меняются. Например, трубопровод может быть разделен на участки задвижкой, смотровой камерой на магистрали или узлом, разграничивающим балансовую принадлежность.

При нанесении изображения участков теплопровода стрелкой автоматически формируется направление, соответствующее заданному: от начального узла к конечному. Направление движения теплоносителя в подающем трубопроводе выявляется только после выполнения гидравлического расчета. После выполнения расчета значение расхода в подающем трубопроводе на некоторых участках может быть отрицательным. Отрицательное значение расхода означает, что направление движения теплоносителя в подающем трубопроводе на участке не совпадает с направлением изображения участков теплопровода. Расчетный модуль при установленном флажке «автоматически изменять направление участков», позволяет после выполнения расчетов (наладочный, поверочный) изменить направление стрелки на соответствующее направлению движения теплоносителя по подающему трубопроводу (значение расхода в подающем трубопроводе при этом будет всегда положительно (рисунок 25)).



**Рисунок 25 - Направление движения теплоносителя**

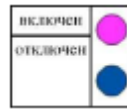
Вспомогательный участок - линейный объект математической модели, имеющий два режима работы. Вспомогательный участок при использовании его с регуляторами давления «до себя» и «после себя» указывает место контролируемого параметра. Вспомогательный участок для ЦТП определяет начало трубопроводов горячего водоснабжения при четырёхтрубной тепловой сети после ЦТП. Графический тип объекта - линейный, относится к объектам инженерных сетей и классифицируется как участок отсекающий.

Потребитель - символьный объект тепловой сети, характеризующийся потреблением тепловой энергии и сетевой воды. В модели существует два вида потребителей: «потребитель» и «обобщенный потребитель».

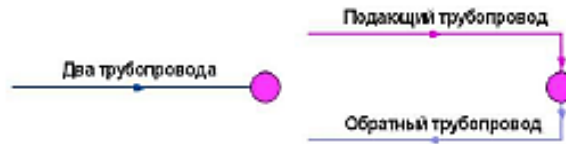
«Потребитель» - это конечный объект участка, в который входит один подающий и выходит один обратный трубопровод тепловой сети. Под потребителем понимается абонентский ввод в здание.

Условное обозначение потребителя в зависимости от режима работы:





Присоединение потребителя к тепловой сети и его внутреннее представление изображено на рисунке 26.



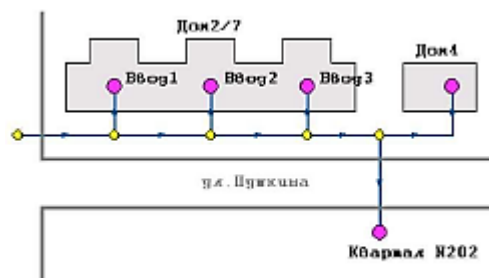
**Рисунок 26 - Присоединение потребителя к тепловой сети (слева) и его внутреннее представление (справа)**

Внутренняя кодировка потребителя зависит от схемы присоединения тепловых нагрузок к тепловой сети. Используются схемы элеваторные, с насосным смещением, с независимым присоединением, с открытым или закрытым отбором воды на ГВС. Схемы присоединения имеют разную степень автоматизации подключенной нагрузки, которая определяется наличием регулятора температуры, например, на ГВС, регулятором расхода или нагрузки на систему отопления, регулирующим клапаном на систему вентиляции.

На данный момент в модуле предусмотрено использование 32-х схем присоединения потребителей.

«Обобщенный потребитель» - символьный объект тепловой сети, характеризующийся потребляемым расходом сетевой воды или заданным сопротивлением.

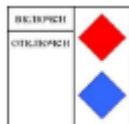
Таким потребителем моделируется общая нагрузка квартала (рисунок 27).



**Рисунок 27 - Пример обобщенного потребителя**

Объект используется, когда возникает необходимость рассчитать гидравлику сети без информации о тепловых нагрузках и конкретных схемах присоединения потребителей к тепловой сети (например, при расчете магистральных сетей без информации о квартальных сетях для оценки потерь напора в магистралях при задании обобщенных расходов в точках присоединения кварталов к магистральной сети).

Условное обозначение обобщенного потребителя в зависимости от режима работы:



Обобщенный потребитель не всегда является конечным объектом сети. В связи с этим, обобщенный потребитель может быть установлен на транзитном участке.

Схема подключения обобщенных потребителей к тепловой сети представлена на рисунке 28.



**Рисунок 28 - Сеть с обобщенным потребителем**

Узел - символьный объект тепловой сети. В тепловой сети узлами являются все объекты сети, кроме источника, потребителя и участков. В математической модели внутреннее представление объектов (кроме источника, потребителя, перемычки, ЦТП и регуляторов) моделируется двумя узлами, установленными на подающем и обратном трубопроводах.

Простой узел - символьный объект тепловой сети, например, разветвление трубопровода, смена прокладки, вида изоляции или точка контроля для регулятора.

Условное обозначение узловых объектов в зависимости от режима работы:



На рисунке 29 показан внешний вид узла в однолинейном изображении и во внутреннем представлении в математической модели. В математической модели объект представляется двумя узлами, установленными на подающем и обратном трубопроводах.

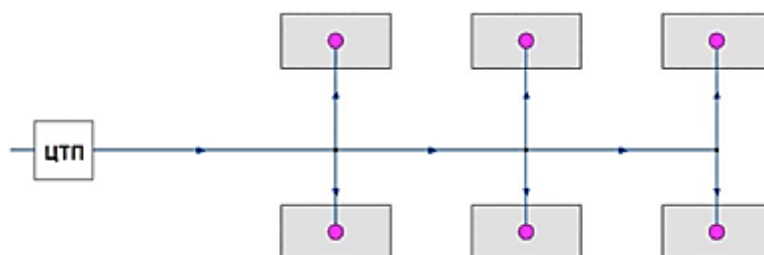


**Рисунок 29 - Однолинейное изображение (слева) и внутреннее представление (справа) узла**

Центральный тепловой пункт (ЦТП) - символичный элемент тепловой сети, характеризующийся возможностью дополнительного регулирования и распределения тепловой энергии. Условное обозначение ЦТП:

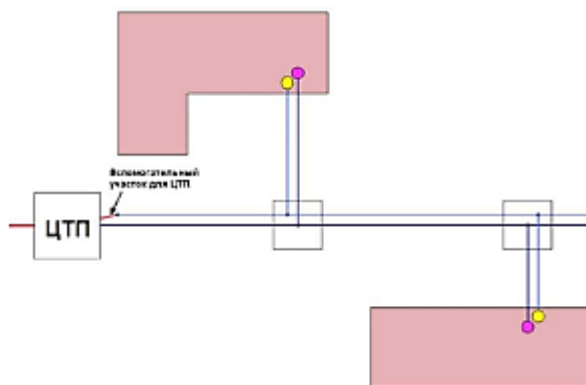


Наличие такого узла подразумевает, что за ним находится тупиковая сеть с индивидуальными потребителями (рисунок 30).



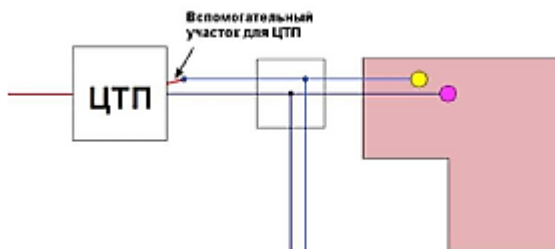
**Рисунок 30 - Двухтрубная сеть после ЦТП**

Внутренняя кодировка ЦТП зависит от схемы присоединения тепловых нагрузок к тепловой сети. Это может быть, например, групповой элеватор или независимое подключение группы потребителей. Данный расчетный модуль содержит 29 схем присоединения ЦТП. В ЦТП может входить и выходить только один участок тепловой сети (подающий и обратный трубопровод). При этом, входящий участок направлен к ЦТП (направление стрелки), а выходящий - от ЦТП к следующему объекту. Исключением из данного правила является четырёхтрубная тепловая сеть после ЦТП, в этом случае из ЦТП выходят два участка - один основной и один вспомогательный. Вспомогательный участок используется для подключения трубопровода горячего водоснабжения. Пример однолинейного изображения четырёхтрубной тепловой сети после ЦТП показан на рисунке 31.



**Рисунок 31 - Однолинейное изображение четырёхтрубной сети после ЦТП**

Вспомогательный участок указывает начало трубопроводов горячего водоснабжения при четырёхтрубной тепловой сети после ЦТП. Этот небольшой участок заканчивается простым узлом, к которому подключается трубопровод горячего водоснабжения (рисунок 32).



**Рисунок 32 - Подключение трубопровода ГВС**

Насосная станция - символный объект тепловой сети, характеризующийся заданным напором или напорно-расходной характеристикой установленного насоса.

Условное обозначение насосной станции:

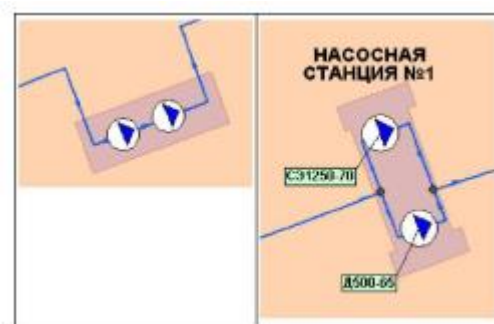


Насосная станция в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении, в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах (рисунок 33).



**Рисунок 33 - Однолинейное изображение (вверху) и внутреннее представление (внизу) сети с насосными станциями**

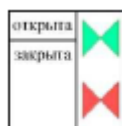
Последовательная и параллельная установка насосов на станции в модели схематически изображаются так, как показано на рисунке 34. Если установленные насосы имеют одинаковые характеристики, то на схеме они обозначаются одним объектом с указанием количества работающих насосов.



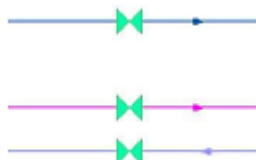
**Рисунок 34 - Насосы, работающие последовательно (слева) и параллельно, разных марок (справа)**

Задвижка - символичный объект тепловой сети, являющийся отсекающим устройством. Задвижка, кроме двух режимов работы (открыта, закрыта), может находиться в промежуточном состоянии, которое определяется степенью её закрытия.

Промежуточное состояние задвижки должно определяться при её режиме работы «Открыто». Условное обозначение запорно-регулирующего устройства в зависимости от режима работы:

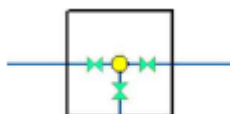


Задвижка в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении, в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах (рисунок 35).



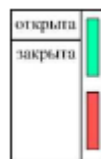
**Рисунок 35 - Однолинейное изображение (вверху) и внутреннее представление (внизу) сети с задвижками**

Задвижка в режиме «Закрыто» во внутреннем представлении моделируется двумя закрытыми задвижками на обоих трубопроводах. Изображение задвижек, расположенных внутри тепловой камеры, показано на рисунке 36.

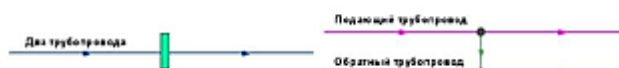


**Рисунок 36 - Детализировка тепловой камеры**

Переключатель - символический объект тепловой сети, моделирующий участок между подающим и обратным трубопроводами. Условное обозначение переключателя в зависимости от режима работы:

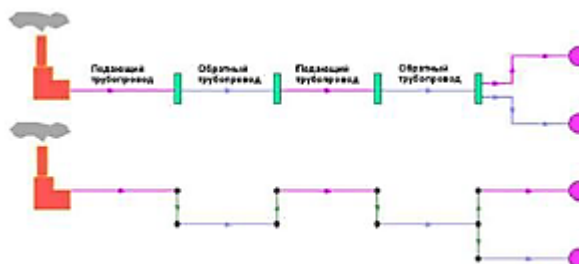


Переключатель во внутреннем представлении является участком, соединяющим подающий и обратный трубопроводы, как показано на рисунке 37.



**Рисунок 37 - Однолинейное изображение (слева) и внутреннее представление (справа) сети с переключателем**

С помощью переключателей можно моделировать летний режим работы открытых систем централизованного теплоснабжения в случаях, когда теплоноситель может подаваться к потребителям как по подающему, так и по обратному трубопроводам, без возврата воды на источник. Переходы между подающими и обратными трубопроводами осуществляются через переключатели. Изображение этой схемы и её внутреннее представление показаны на рисунке 38.



**Рисунок 38 - Однолинейное изображение (вверху) и внутреннее представление (внизу) сети для летнего режима работы открытых систем централизованного теплоснабжения**

Дроссельная шайба - символический объект тепловой сети, характеризуемый фиксированным сопротивлением, зависящим от диаметра шайбы. Дроссельная шайба имеет два режима работы:



Для объекта «Вычисляемая шайба» в результате наладочного расчета определяются количество шайб и их диаметры.

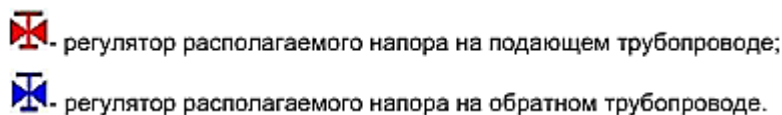
Для объекта «Устанавливаемая шайба» заносится информация о количестве этих устройств и их диаметрах.

Дроссельная шайба в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении, в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах (рисунок 39).



**Рисунок 39 - Однолинейное изображение (слева) и внутреннее представление (справа) сети с дроссельными шайбами**

Регулятор располагаемого напора - символьный объект тепловой сети, поддерживающий заданный располагаемый напор после себя:

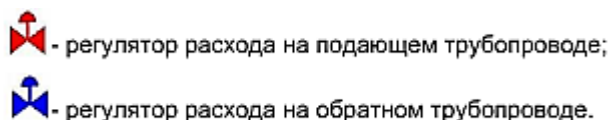


Регулятор располагаемого напора устанавливается, в зависимости от выбранного режима, на одном из трубопроводов: подающем или обратном (рисунок 40).





**Рисунок 40 - Однолинейное изображение (слева) и внутреннее представление (справа) сети с регуляторами располагаемого напора**

Регулятор расхода - символьный объект тепловой сети, поддерживающий заданный расход теплоносителя:



Устанавливается, в зависимости от выбранного режима, на одном из трубопроводов: подающем или обратном.

Регулятор давления - это символьный объект тепловой сети, поддерживающий заданное давление в трубопроводе «до себя» или «после себя»:

 - регулятор давления на подающем трубопроводе;  
 - регулятор давления на обратном трубопроводе.

Устанавливается, в зависимости от выбранного режима, на одном из трубопроводов: подающем или обратном (рисунок 41).



**Рисунок 41 - Однолинейное изображение (слева) и внутреннее представление (справа) сети с регуляторами давления**

#### *Изображение тепловой сети на карте*

Тепловая сеть изображается на карте с привязкой к местности (по координатам, с привязкой к окружающим объектам), что позволяет проводить теплогидравлические расчеты и решать другие задачи, исходя из точного местонахождения тепловых сетей. Пример изображения тепловой сети на карте с привязкой к местности приведен на рисунке 42.



**Рисунок 42 - Изображение тепловой сети на карте с привязкой к местности**

Тепловая сеть изображается схематично, при этом важно, чтобы объекты тепловой сети (узлы) были соединены участками (дугами). Степень детализации при изображении тепловой сети на карте с привязкой к местности или при схематичном изображении может быть различной. Наличие компенсаторов и запорных устройств влияет на гидравлические потери в тепловой сети. Все местные сопротивления должны быть занесены в базу данных для адекватного моделирования гидравлических потерь. В связи с этим, точность и детальность отображения сети на карте на результаты расчетов не влияют.

Топологическое описание сети находится в файле описателя сети, формируемого автоматически в процессе нанесения схемы. Описание файловой структуры пакета, а также

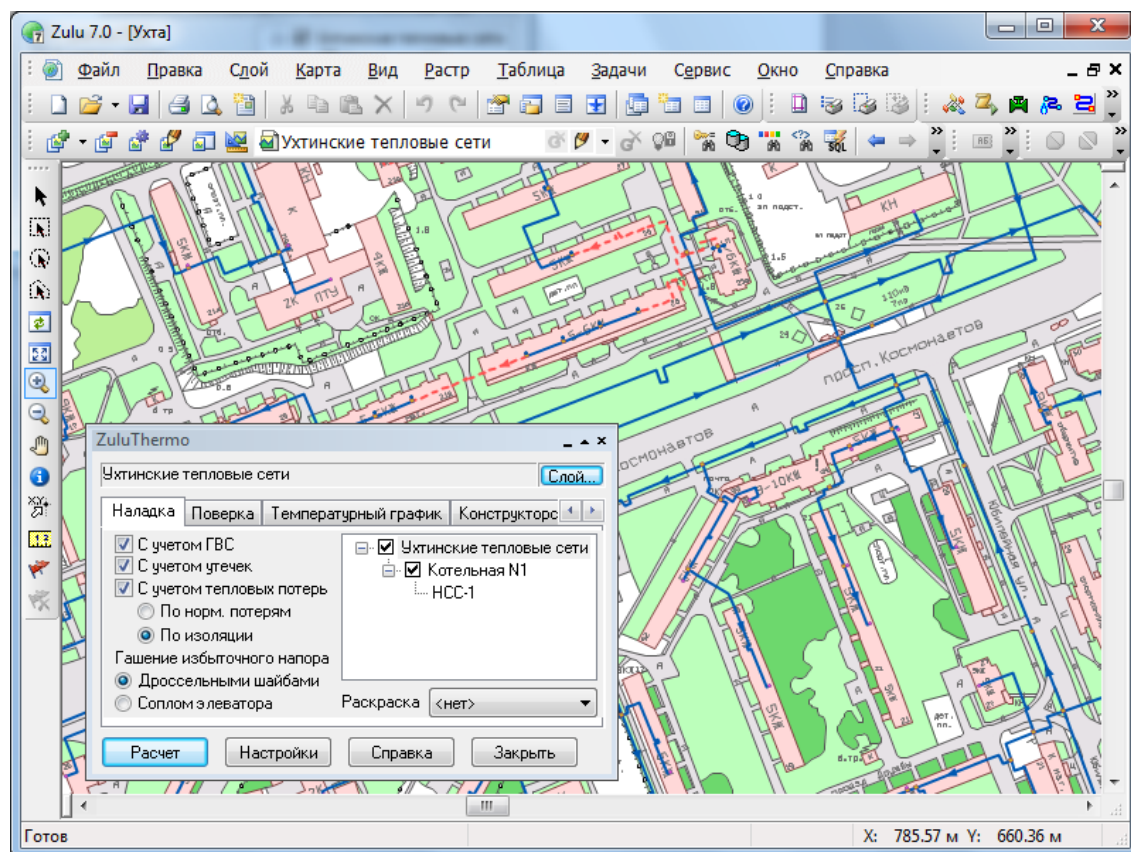


особенностей формирования схем теплоснабжения различной степени сложности приведены в руководствах и инструкциях на сайте: [www.politerm.com](http://www.politerm.com).

Все расчеты, приведенные в данной работе, сделаны на электронной модели.

Для дальнейшего использования электронной модели, теплоснабжающие организации должны быть обеспечены данной программой.

Внешний вид электронной модели представлен на рисунке 43.



**Рисунок 43 - Внешний вид электронной модели**

## **Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки**

### **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**

Расходная часть баланса тепловой мощности по каждому источнику в зоне его действия складывается из максимума тепловой нагрузки, присоединенной к тепловым сетям источника, потерь в тепловых сетях при максимуме тепловой нагрузки и расчетного резерва тепловой мощности.

Расчетный резерв тепловой мощности определяется исходя из схемы связности тепловых сетей, определяющих зоны действия отдельных источников тепла. Он складывается из мощностей:

- ремонтного резерва, предназначенного для возмещения тепловой мощности оборудования источников тепла выводимого в плановый (средний, текущий и капитальный) ремонт. Исходя из того, что ремонты осуществляются в неотапительный период, в данных балансах ремонтный резерв не учитывается;

- оперативного резерва, необходимого для компенсации аварийного снижения тепловой мощности вследствие отказов теплового оборудования. Такой резерв учитывается при проектировании по нормам - ВНТП 81, пп. 5.1.3, 5.1.4:

- а) теплопроизводительность и число пиковых водогрейных и паровых котлов низкого давления выбирается исходя из условия покрытия ими, как правило, 40-45% от максимальной тепловой нагрузки отопления, вентиляция и горячего водоснабжения;

В таблице 52 представлен баланс тепловой мощности источников тепловой энергии, обеспечивающих теплоснабжение объектов промышленности и ЖКС, и тепловой нагрузки в деревне Селикла по годам с определением резервов (дефицитов).

Выполненный баланс показал следующее. В целом в деревне Селикла в настоящее время имеется резерв тепловой мощности источника тепловой энергии, который в 2013 г. составляет 38 %.

*Теплосетевой район, обеспечиваемый тепловой энергией от котельной дер. Селикла.*

Данный теплосетевой район изначально имеет резерв располагаемой тепловой мощности источника. С учетом перспективного строительства, резерв мощности составит 0,164 Гкал/ч. Существующие и перспективные тепловые нагрузки покрываются

имеющимся источником тепловой энергии. Таким образом, строительство нового источника тепловой энергии большей мощности не требуется.

#### **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**

Для определения пропускной способности тепловых сетей от существующих котельных с помощью электронной модели проведены многовариантные гидравлические расчеты как при существующих на 2012 год присоединенных тепловых нагрузках, так и при перспективных тепловых нагрузках на 2028 г.

В результате расчетов выявлены наиболее нагруженные участки, определены условия, при которых обеспечивается передача теплоносителя потребителям при нормативных параметрах с учетом подключения перспективных нагрузок.

Результаты гидравлических расчетов в виду их большого количества приведены в приложениях к главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения деревни Селикла», где для котельной с тепловыми сетями, приведены расчетные схемы, результаты расчетов по потребителям и результаты расчетов по участкам сети в табличном виде, а также пьезометрические графики. Для котельной, которая имеют перспективных потребителей, приведены перечисленные данные для расчетного 2028 года.

##### *Тепловые сети от котельной дер. Селикла.*

Тепловая сеть двухтрубная, вывод из котельной ( $D_y=108$  мм), обеспечивают расчетную нагрузку отопления и вентиляции (здание СДК). Общая протяженность сетей 247 м. сетей в однострубно́м исчислении.

**Таблица52** - Баланс тепловой мощности источника тепловой энергии и тепловой нагрузки в теплосетевом районе деревни Селикла с определением резервов (дефицитов)

Параметр	Размерность	2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
<b>Котельная дер. Селикла</b>								
Установленная мощность	Гкал/час	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Располагаемая мощность	Гкал/час	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Собственные нужды	Гкал/час	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Тепловая мощность нетто	Гкал/час	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Потери в тепловых сетях	Гкал/час	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014	0,014
Присоединенная нагрузка	Гкал/час	0,246	0,246	0,246	0,246	0,266	0,266	0,266
Резерв("+")/ Дефицит("-")	Гкал/час	0,160	0,160	0,160	0,160	0,140	0,140	0,140
	%	38,1	38,1	38,1	38,1	33,3	33,33	33,33

Сеть тупиковая. Прокладка трубопроводов надземная.

Существующий температурный график тепловых сетей – 80/60 °С. Квартальные сети используются для непосредственной транспортировки теплоносителя потребителям.

Система ГВС не предусмотрена. Системы отопления потребителей присоединены непосредственно к тепловой сети.

Напор в подающей магистрали составляет около 50 м, давление в обратном трубопроводе – 10 м.

В результате расчетов установлено, что при существующем температурном графике и расчетном расходе сетевой воды диаметры тепловых сетей обеспечивают пропуск требуемых расходов сетевой воды с оптимальными скоростями

С учетом износа тепловых сетей и превышения нормативного срока службы теплопроводов требуется реконструкция и замена тепловых сетей.

К расчетному сроку 2028 г в данном населенном пункте планируется ввод в эксплуатацию здания школы площадью 250 кв. м., для чего потребуются прокладка новых тепловых сетей, объем которых определяется по результатам рабочего проектирования.

#### **4.3 Выводы о резервах существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей**

*Дер. Селикла Вознесенского сельсовета*

Данный район имеет резерв располагаемой тепловой мощности источника тепловой энергии (котельная) вплоть до 2029 г. В районе не требуется строительство новых источников тепловой энергии и реконструкция действующего источника теплоснабжения. В связи с подключением к тепловой сети нового здания требуется прокладка нового участка тепловой сети до присоединяемого здания. С учетом износа тепловых сетей и превышения нормативного срока службы теплопроводов требуется реконструкция и замена тепловых сетей.

## **Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах**

### **5.1 Мероприятия по снижению потерь теплоносителя до нормированных показателей**

Организационные мероприятия:

1. Проведение энергетического аудита и обследование тепловых сетей - в соответствии с планами теплоснабжающих организаций.

Мероприятия по снижению коммерческих потерь:

1. Оснащение приборами учета потребителей тепловой энергии

Потребность в приборах учета у потребителей тепловой энергии деревни Селикла (таблица 53 )

**Таблица53 - Потребность в приборах учета у потребителей**

Приборы учета тепловой энергии		
Установлено, шт	Требуется установить, шт	Не требуют установки приборов учета
0	4	1

Мероприятия по снижению потерь теплоносителя при его транспортировке:

1. Проведение мероприятий по снижению аварийности в соответствии с положениями п.9.2 «Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения» главы 9.

2. Перекладка трубопроводов тепловых сетей в соответствии с планами развития теплоснабжающих организаций.

3. Применение при прокладке магистральных трубопроводов тепловых сетей трубопроводов в монолитной тепловой изоляции с системами дистанционной диагностики состояния трубопроводов.

4. Использование мобильных измерительных комплексов для диагностики состояния тепловых сетей.

## **5.2 Определение перспективных расходов сетевой воды, циркулирующей в тепловых сетях в зависимости от планируемых тепловых нагрузок, принятых температурных графиков и перспективных планов по строительству (реконструкции) тепловых сетей**

Расчетные расходы теплоносителя в тепловых сетях в зависимости от планируемых тепловых нагрузок, принятых температурных графиков и перспективных планов по строительству (реконструкции) тепловых сетей представлены в таблице 54.

### **5.3 Расчет гидравлических режимов новых и реконструируемых тепловых сетей**

Расчет гидравлических режимов новых и реконструируемых тепловых сетей проведены с помощью электронной модели как при существующих на 2012 год присоединенных тепловых нагрузках, так и при перспективных тепловых нагрузках на 2028 г.

В результате расчетов выявлены наиболее нагруженные участки, определены условия, при которых обеспечивается передача теплоносителя потребителям при нормативных параметрах с учетом подключения перспективных нагрузок.

Результаты гидравлических расчетов ввиду их большого количества приведены в приложениях к главе 3 «Электронная модель системы теплоснабжения деревни Селикла», где для источника теплоснабжения с тепловыми сетями, обслуживающей жилищно-коммунальный сектор, приведены расчетные схемы, результаты расчетов по потребителям и результаты расчетов по участкам сети в табличном виде, а также пьезометрические графики.

**Таблица54 - Расчетные расходы теплоносителя в тепловых сетях в зависимости от планируемых тепловых нагрузок, принятых температурных графиков и перспективных планов по строительству (реконструкции) тепловых сетей**

Параметр	Размерность	2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
<b>П. Новоселье</b>								
Подключенная нагрузка	Гкал/час	0,246	0,246	0,246	0,246	0,246	0,266	0,266
Расчетный расход теплоносителя с учетом перспективы	т/час	12,3	12,3	12,3	12,3	13,3	13,3	13,3
Расчетный расход теплоносителя вновь подключенных потребителей	т/час	0	0	0	0	1	1	1



#### **5.4 Расчет производительности ВПУ котельных для подпитки тепловых сетей в их зонах действия с учетом перспективных планов развития.**

Для подготовки подпиточной воды на существующей котельной в дер. Селиукла используется установка «Комплексон-6». Вода для подпитки теплосети после установки направляется на всас подпиточного насоса, установленного на обратной магистрали теплосети. Производительность установки обеспечивает необходимый расход подпиточной воды.

#### **Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии**

Обеспечение надежности теплоснабжения новых потребителей и оптимизации гидравлических режимов работы проектируемых и существующих тепловых сетей в соответствии со сложившейся системой теплоснабжения Генеральным планом определено как цель разработки Схемы теплоснабжения сельского поселения.

При обосновании предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии за исходные принималось следующие положение Постановления Правительства РФ №154:

- покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью;
- определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке;
- определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

В качестве основных материалов при подготовке предложений по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения в настоящей работе были приняты материалы Генерального плана Вознесенского сельсовета, «Сценарные условия развития электроэнергетики РФ на период до 2030 г.», а также материалы целевых программ и стратегий на краткосрочную перспективу и инвестиционных программ теплоснабжающих организаций по развитию инженерных систем коммунального хозяйства и теплоэнергетического комплекса. При определении параметров развития систем теплоснабжения и расчетных перспективных тепловых нагрузок рассматривались исходные данные архитектурно-планировочного раздела Генерального плана, включающие перспективные показатели общей площади застройки и численности населения.

В процессе выполнения Схемы рассматривались на вариантной основе принципиальные предложения по энергоресурсному обеспечению расширяемых территорий от систем тепло-, электро-, газоснабжения с выделением первоочередных мероприятий.

Для принятия решений по инженерному оборудованию развития систем теплоэнергетического комплекса определялись экспертно тепловые нагрузки и уточнялись приросты нагрузок и источники энергии, а также потребные мощности новых источников энергоснабжения с учетом старения и вывода из эксплуатации основного оборудования существующих источников.

В Схеме уточнены перспективные балансы тепловой мощности, и определена возможность перераспределения тепловых нагрузок между существующими котельными, с уточнением производительности котельных. Уточнена мощность предлагаемых к строительству новых источников теплоснабжения и пропускная способность отходящих тепломагистралей.

Инвестиции, предлагаемые Схемой теплоснабжения, представлены в главе 10.

## **6.1 Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления**

### ***Показатели оптимальности структуры систем теплоснабжения***

Для анализа эффективности централизованного теплоснабжения С.Ф. Копьевым были применены два симплекса: удельная материальная характеристика  $\mu$  и удельная длина  $\lambda$  тепловой сети в зоне действия источника теплоты. Удельная материальная характеристика тепловой сети представляет собой отношение материальной характеристики тепловой сети, образующей зону действия источника теплоты, к присоединенной к этой тепловой сети тепловой нагрузке.

Удельная длина это отношение протяженности трассы тепловой сети к присоединенной к этой тепловой сети тепловой нагрузке

$$\mu = M/Q_{\text{сумм}}^p, \text{ (м}^2/\text{Гкал/ч)};$$

$$\lambda = L/Q_{\text{сумм}}^p, \text{ (м/Гкал/ч)},$$

где  $M$  – материальная характеристика тепловой сети,  $\text{м}^2$ ;

$Q_{\text{сумм}}^p$  – суммарная тепловая нагрузка в зоне действия источника теплоты (тепловой мощности), присоединенная к тепловым сетям этого источника,  $\text{Гкал/ч}$ ;

$L$  – суммарная длина трубопроводов тепловой сети, образующей зону действия источника теплоты,  $\text{м}$ .

Эти два параметра отражают основное правило построения системы централизованного теплоснабжения – удельная материальная характеристика всегда меньше там, где высока плотность тепловой нагрузки. При этом сама материальная характеристика – это аналог затрат, а присоединенная тепловая нагрузка – аналог эффектов. Таким образом, чем меньше удельная материальная характеристика, тем результативней процесс централизованного теплоснабжения.

Определение порога централизации сведено к следующему расчету. В малых автономных системах теплоснабжения требуется большая установленная мощность котельного оборудования для покрытия пиковых нагрузок. В больших централизованных системах пиковые нагрузки по отношению к средней используемой мощности существенно ниже. Разница примерно равна средней используемой мощности.

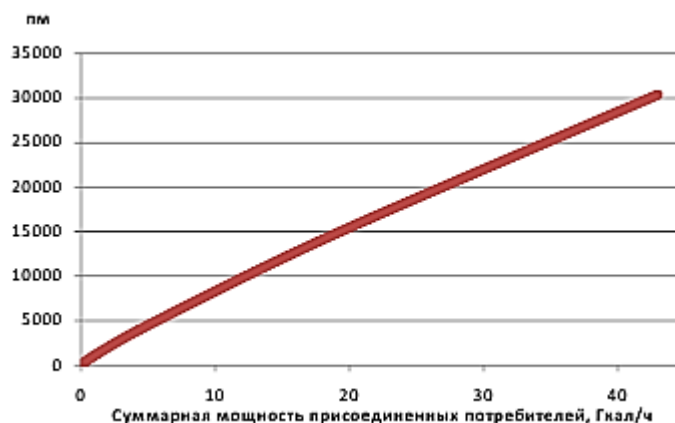
Если потери в распределительных сетях децентрализованной системы теплоснабжения равны 5 %, то равнозначность вариантов появляется при условии, что в тепловых сетях централизованной системы теряется не более 10 % произведенного на централизованном источнике тепла. Этой границей и определяется зона высокой эффективности ЦТ:

- зона высокой эффективности централизованного теплоснабжения определяется показателем удельной материальной характеристики плотности тепловой нагрузки ниже  $100 \text{ м}^2/\text{Гкал}/\text{ч}$ ;
- зона предельной эффективности централизованного теплоснабжения определяется показателем удельной материальной характеристики плотности тепловой нагрузки ниже  $200 \text{ м}^2/\text{Гкал}/\text{ч}$ .

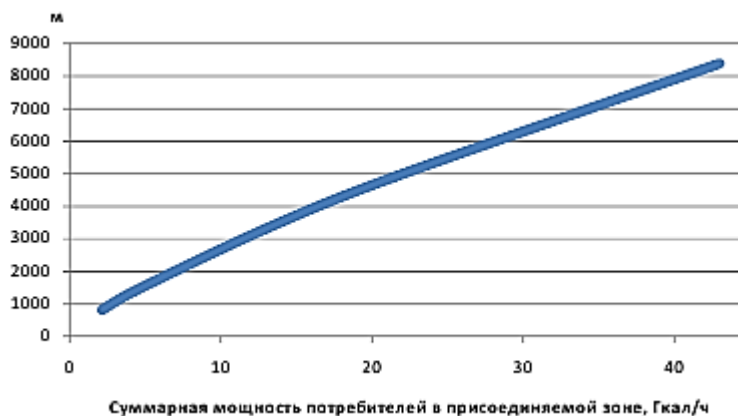
Отношение равнозначных вариантов потерь в централизованной и децентрализованной системе теплоснабжения также зависит от соотношения стоимости строительства источников и тепловых сетей (чем выше это отношение, тем большим может быть уровень централизации) и от стоимости топлива (чем дороже топливо, тем меньшим должен быть уровень потерь в тепловых сетях).

Низкое качество эксплуатации тепловых сетей приводит к повышенному уровню потерь по сравнению с нормативными - еще на 5-35 %.

На рисунках 44 и 45 приведены зависимости предельной протяженности тепловых сетей в зоне равномерной тепловой плотности и предельной протяженности магистральной тепловой сети от источника до присоединяемой зоны от суммарной мощности присоединенных потребителей



**Рисунок 44 - Ориентировочное значение предельной протяженности тепловых сетей в зоне равномерной тепловой плотности, соответствующее уровню нормативных потерь 10 %**



**Рисунок 45 - Ориентировочное значение предельной протяженности магистральной тепловой сети от источника до присоединяемой зоны**

Организация теплоснабжения в зонах перспективного строительства и реконструкции осуществляется на основе принципов определяемых статьёй 3 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

- 1) обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;
- 2) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
- 3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;
- 4) развитие систем централизованного теплоснабжения;
- 5) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;

6) обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;

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

8) обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

Федеральным законом от 23.11.2011 № 417 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» в соответствии со статьей 20 пункта 10 вводятся следующие дополнения к статье 29 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

часть 8: с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;

часть 9: 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.

Таким образом, приоритетным условием организации индивидуального теплоснабжения (в том числе, поквартирного) является техническая невозможность или экономическая нецелесообразность применения централизованного теплоснабжения различного уровня централизации.

Ввиду отсутствия в настоящее время утвержденных общероссийских методик расчета радиуса эффективно теплоснабжения, при разработке раздела использованы выводы и материалы ведомственной методики определения технико-экономических показателей и выбора оптимального варианта централизации систем теплоснабжения объектов Министерства обороны.

#### ***Условия организации индивидуального теплоснабжения в зоне с равномерной теплоплотностью***

Радиус эффективного теплоснабжения предлагается определять из условия минимума выражения для удельных затрат на сооружение и эксплуатацию тепловых сетей и источника:

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

где  $A$  – удельные затраты на сооружение и эксплуатацию тепловых сетей, руб./( $\text{Гкал/ч}$ );

$Z$  – удельные затраты на сооружение и эксплуатацию котельной (ТЭЦ), руб./( $\text{Гкал/ч}$ ).

Зоны с теплоплотностью больше  $0,4 \text{ Гкал/}(\text{ч га})$  относятся к зонам устойчивой целесообразности организовывать централизованное теплоснабжение. Причем количество котельных и области их действия определяются местными условиями.

При тепловой плотности менее  $0,1 \text{ Гкал/}(\text{ч га})$  нецелесообразно рассматривать централизованное теплоснабжение. В этих зонах следует проектировать системы децентрализованного теплоснабжения от индивидуальных домовых или поквартирных источников теплоты.

Выбор между общедомовыми или поквартирными источниками теплоты в зданиях, строящихся в зонах децентрализованного теплоснабжения определяется заданием на проектирование.

При организации теплоснабжения от индивидуальных котлов, следует ориентироваться на котлы конденсационного типа.

#### ***Условия подключения к централизованным системам теплоснабжения***

Теплопотребляющие установки и тепловые сети потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, находящиеся в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения источника, подключаются к этому источнику.

Подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков, находящихся в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения источника, к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения с учетом особенностей, предусмотренных Федеральным законом РФ от 27.06.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта

капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается.

В случае отсутствия технической возможности подключения к системе централизованного теплоснабжения или при отсутствии свободной мощности в соответствующей точке на момент обращения допускается временная организация теплоснабжения здания (группы зданий) от крышной или передвижной котельной, оборудованной котлами конденсационного типа на период, определяемый единой теплоснабжающей организацией.

Подключение потребителей к системам централизованного теплоснабжения осуществляется только по закрытым схемам.

При создании в городе единой теплоснабжающей организации (ЕТО), определяющей в границах своей деятельности техническую политику и соблюдение законов в части эффективного теплоснабжения, условия организации централизованного и децентрализованного теплоснабжения формируются указанной организацией с учетом действующей схемы теплоснабжения и нормативов.

Развитие распределенной генерации тепловой энергии, включая различные нетрадиционные варианты (возобновляемые источники энергии, тепловые насосы различных типов, тригенерационные энергоустановки в общественных зданиях и др.) определяют необходимость для принятия решения по варианту теплоснабжения проведение технико-экономических расчетов с учетом конкретных данных. При этом определяющим являются стоимостные показатели и эффективность использования топлива в зоне действия системы теплоснабжения в целом. При экономической целесообразности возможно рассмотрение различного рода гибридных энергоустановок с базовым централизованным теплоснабжением и доводочными (пиковыми) теплоисточниками у потребителя или их группы.

## **6.2 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией для обеспечения перспективных тепловых нагрузок**

### *Базовые данные*

Концепция социально-экономического развития Новосибирской области на стратегическую перспективу до 2025 года, утвержденная Распоряжением Губернатором Новосибирской области от 19 октября 2009 года, №254-р и долгосрочная целевая программа "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Новосибирской области до 2015 года." (утв. постановлением Правительства

Новосибирской области от 30 сентября 2010 г. N 158-п) определили основные задачи развития энергосистемы области.

Основной целью развития энергосистемы является качественное, надежное, достаточное и доступное по цене обеспечение тепло- и электроэнергией внутренних и внешних потребителей.

Для достижения указанных целей необходимо решение следующих задач:

- обеспечение роста объемов производства и передачи электроэнергии в связи с ростом объемов потребления, реализацией инвестиционных проектов по строительству и реконструкции производственных мощностей, создания стратегического резерва мощностей;

- повышение эффективности энергопроизводства путем реконструкции и технического перевооружения отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК) на новой технологической основе;

- снижение потребления электрической и тепловой энергии, воды и природного газа, сокращение потерь энергоресурсов;

- снижение потерь тепловой и электрической энергии; снижение бюджетными учреждениями объема потребления энергетических ресурсов в течение 5 лет не менее чем на 15% от объема фактического потребления в 2009 году в сопоставимых условиях;

- повышение уровня рационального использования топлива и энергии за счет широкого внедрения энергосберегающих технологий и оборудования;

- применение новых технологий и повышение эффективности использования газа на газовых котельных, перевод котельных в мини - ТЭЦ;

- создание условий для финансового оздоровления предприятий энергетики и обновления производственных фондов;

- привлечение инвестиций на реализацию проектов по строительству и реконструкции объектов энергетики;

- создание конкурентной среды на рынке производства и передачи электроэнергии;

- реконструкция и модернизация объектов по передаче тепловой энергии.

обеспечение надежности и эффективности функционирования жилищно-коммунального комплекса, обеспечение современного уровня комфортности и безопасности коммунальных услуг, достижение высокой надежности и безопасности функционирования инженерно-технической инфраструктуры по экономически обоснованным и социально оправданным тарифам;

- разработка и предпочтительное использование для теплоснабжения эффективных парогазовых (газопаровых) технологий с впрыском пара;



- развитие и применение технологий утилизации теплоты конденсации водяных паров дымовых газов;
- разработка технологий низкотемпературного комбинированного теплоснабжения с количественным и качественно-количественным регулированием тепловой нагрузки и децентрализацией пиковых тепловых мощностей.

Генеральным планом развития Вознесенского сельсовета не предусмотрено строительство новых источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на территории деревни Селикла.

#### **6.2.1 Анализ локальных и системных факторов для обоснования предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии деревни Селикла**

Как локальный источник тепла, любая котельная находится под влиянием множества местных факторов:

- климатических условий;
- численности и плотности населения, характера размещения жилых, жилищно-коммунальных и промышленных потребителей, обеспеченности общей и жилой площадью, теплофизических характеристик жилых и общественных зданий их этажности.

Эффективность теплофикации сильно зависит от таких внешних факторов, как цена топлива, технико-экономические показатели всех типов действующих и новых источников производства и транспорта тепла.

Оценку эффективности источников теплоснабжения обычно осложняет отсутствие достоверной информации о перспективном росте теплопотребления, а также о технико-экономических показателях всех объектов (электростанций, котельных, тепловых и электрических сетей). Поэтому при проведении данной работы задача анализа сужена принятием ряда допущений, что позволяет ограничиваться описанием потребления, производства и транспорта энергии с помощью относительно небольшого числа обобщенных показателей и не учитывать специфику энергоснабжения каждого единичного потребителя. Объективность обобщенных показателей учитывается путем рассмотрения ограниченного числа значений в пределах принятых диапазонов их изменения.

Определение энергопотребления осуществляется с использованием следующих обобщенных показателей

- 1) климатической характеристики рассматриваемой территории, которая определяется двумя важнейшими параметрами:

- расчетной температурой наружного воздуха ( $t_p$ ), принимаемой при проектировании систем отопления. Она, при прочих равных условиях, сильно влияет на удельное теплотребление;

- длительностью стояния разной среднесуточной температуры наружного воздуха и длительностью отопительного периода, которая определяет график Россандера и значение годового числа часов использования максимальной тепловой нагрузки.

2) удельного потребления тепла и электроэнергии на одного жителя в рассматриваемой климатической зоне. Выбор именно этого показателя основан на предварительном расчете и анализе ряда частных показателей по обеспеченности населения жилой и общей площадью, по этажности застройки и теплотехническим характеристикам зданий (кирпичные, панельные постройки и др.), обеспеченности квартир газовыми или электроплитами. В зависимости от обеспеченности населения общей площадью, этажности застройки и теплотехнических характеристик зданий удельное часовое теплотребление может меняться в очень широком диапазоне.

Очевидна следующая тенденция изменения этого показателя: по мере внедрения энергосбережения при строительстве жилых и общественных зданий удельное теплотребление будет снижаться, а по мере роста обеспеченности населения общей площадью – возрастать.

По электроэнергии прогнозируется только удельное годовое электропотребление каждого жителя. При этом все оценки выполняются по его среднему значению для каждой обеспеченности общей площадью, т.е. при допущении, что охват плитами каждого типа составляет 50% (таблица 55).

**Таблица 55 - Удельное годовое электропотребление населения, кВт ч/чел**

Обеспеченность плитами для приготовления пищи	Обеспеченность общей площадью, м <sup>2</sup> /чел	
	25	30
Газовые	2214	2678
Стационарные электрические	2744	3304
Среднее значение	2480	2990

Выявленные диапазоны значений удельного часового и годового теплотребления и годового электропотребления используются далее для определения суммарной перспективной потребности жилищно-коммунального хозяйства населенных пунктов в тепле и электроэнергии.

Выбор источников производства тепла и электроэнергии при комбинированной схеме энергоснабжения осуществляется на примере рассмотрения типовых двухблочных ТЭЦ различной мощности (таблица 56), условно разделенных на 3 группы (мелкие, средние, крупные). Как показано ниже, деление ТЭЦ на группы принципиально важно и для

последующего укрупненного представления схемы передачи тепла от ТЭЦ до потребителей. Для отдельной схемы рассматриваются крупные конденсационные электростанции различного типа (АЭС, ПГАС) и котельные различной производительности.

**Таблица 56 - Техничко-экономические показатели типовых двухблочных ТЭЦ**

Тип оборудования	Установленная мощность, МВт	Часовой отпуск тепла, Гкал/ч		Удельные капиталовложения, долл США/кВт (по состоянию на 2007 г)
		от двух блоков	от ТЭЦ	
1 Мелкие ТЭЦ				
ГТУ-6+КУ	2*6=12	12,5*2=25	50	1475-1620
ГТУ-16+КУ	2*16=32	21,5*2=43	86	1385-1520
ПГУ-16 (2ГТУ-6+Т-4)+КУ	2*16=32	10*2=20	40	1675-1840
2. Средние ТЭЦ				
ГТУ-25	2*25=50	33,8*2=67,6	135,2	1290-1415
ПГУ-46 (2*ГТУ-16+Т-14)	2*46=92	32,2*2=64,4	128,8	1575-1730
ПГУ-70(2*ГТУ-25+Т-20)	2*70=140	50,7*2=101,4	202,8	1465-1610
3. Крупные ТЭЦ				
ГТУ-110	2*110=220	149*2=298	595	990-1085
ПГУ-450 (2*ГТУ-150+Т-150)	2*450=900	354*2=708	1416	1120-1230
Т-115-130	2*115=230	175*2=350	700	1790-1985

На основе приведенных в таблице 56 данных производства тепла и электроэнергии ТЭЦ различного типа для района, в рассматриваемой климатической зоне рассчитывается количество ТЭЦ различной тепловой мощности, необходимых для его полного обеспечения теплом. Часовая потребность поселения в тепле определяется как произведение удельного часового теплопотребления на численность населения.

Как видно из таблицы 57, при потребности в тепле дер. Селикла 0,266 Гкал/ч (с учетом увеличения численности населения) не имеет смысла рассматривать любой из трех типов ТЭЦ, т.к. отпуск тепла даже от одной мелких электростанции кратно превышает дополнительную потребность района в тепле.

**Таблица 57 - Количество ТЭЦ разной мощности, способных обеспечить приросты часовой потребности районов МОГО «Инта» в тепле**

Тип оборудования	Отпуск тепла от ТЭЦ, Гкал/ч	Количество ТЭЦ при разных вариантах часового потребления	
		112 Гкал/ч	134 Гкал/ч
1 Мелкие ТЭЦ			
2*ГТУ-6	50	2,2	2,7
2*ГТУ-16	86	1,3	1,6
2*ПГУ-16	40	2,8	3,35
2. Средние ТЭЦ			
2*ГТУ-25	135,2	0,8	1,0
2*ПГУ-46	128,8	0,9	1,04
2*ПГУ-70	202,8	0,55	0,66
3. Крупные ТЭЦ			
2*ГТУ-110	595	-	-
2*ПГУ-450	1416	-	-
2*Т-115-130	700	-	-

### **6.3 Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок**

На территории Вознесенского сельсовета источников с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла не существует.

### **6.4 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок**

Согласно 190 ФЗ, 261 ФЗ РФ при строительстве новых источников тепловой и электрической энергии преимущество должно отдаваться комбинированной выработке. В этой связи, целесообразно при проектировании строительства крупных источников теплоснабжения отдавать предпочтение сооружению источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

Согласно Генерального плана развития деревни Селикла Вознесенского сельсовета сооружать источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии или реконструировать существующие котельные в период с 2014 по 2028 гг не планируется.

## **6.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии**

### **6.5.1 Определение существующих котельных и их зон в зонах действия крупных котельных**

#### ***Определение существующих котельных в зоне действия котельной п. Новоселье.***

Теплоснабжение деревни Селикла в настоящее время осуществляется, от отопительной котельной установленной тепловой мощностью 0,43 Гкал/ч. Котельная введена в эксплуатацию в январе 2013 года. Присоединенная тепловая нагрузка составляет 0,246 Гкал/ч, в том числе нагрузка вентиляции 0,072 Гкал/ч.

Котельная обеспечивает отопление 4 зданий деревни Селикла, среди которых СДК, школа, узел связи и гараж, а так же нагрузку вентиляции здания СДК.

В зоне действия котельной дер. Селикла другие котельные не эксплуатируются.

## **6.6 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных, по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработки тепловой и электрической энергии**

На территории деревни Селикла не планируется строительство источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Перевод котельных в пиковый режим осуществляться не будет.

## **6.7 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии**

На территории дер. Селикла источников с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла не существует.

## **6.8 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв или вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии**

В соответствии с частью 2 главы 1 обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения не было выявлено неэффективных котельных.

## **6.9 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями**

Территория строительства индивидуальных жилых домов согласно Генеральный план Вознесенского сельсовета не предусматривает подключение индивидуальных жилых домов к централизованной системе теплоснабжения.

Плотность индивидуальной и малоэтажной застройки мала, что приводит к необходимости строительства тепловых сетей малых диаметров, но большой протяженности, что является технически необоснованным.

## **6.10 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории деревни Селикла**

На территории деревни Селикла не предполагается развитие и новое строительство производственных мощностей, подключаемых к существующим системам теплоснабжения.

## **6.11 Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в системе теплоснабжения Дер. Селикла и ежегодное распределение объемов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии**

Обоснованность перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения сельского поселения определяется подходами расчета приростов тепловых нагрузок и определение на их основе перспективных нагрузок по периодам, определенным техническим заданием на разработку схемы теплоснабжения. Этому расчету посвящена глава 2 настоящего отчета.

При выполнении расчетов по определению перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии, теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки, за основу принимались расчетные перспективные тепловые нагрузки в каждом конкретном населенном пункте сельского поселения, состоящем из отдельных систем теплоснабжения, образуемым теплоисточниками.

В главе 4, указаны значения дефицитов/избытков установленной/располагаемой тепловой мощности по источнику теплоснабжения деревни Селикла.

В главе 5 указаны балансы теплоносителя в системе теплоснабжения дер. Селикла.

При составлении баланса тепловой мощностью и тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения по годам с 2014 по 2028 включительно, определяется избыток или дефицит тепловой мощности в системе теплоснабжения.

Далее определяются решения по источнику теплоснабжения в зависимости от того дефицитен или избыточен тепловой баланс в каждой из систем теплоснабжения. По источнику теплоснабжения принимается индивидуальное решение по перспективе его использования в системе теплоснабжения.

В связи с тем, что источник теплоснабжения деревни Селикла введен в эксплуатацию в январе 2013 года, техническое перевооружение, реконструкция и закрытие источника не предусматривается.

В результате применения индивидуальных решений, описанных в главе 4, сбалансирована тепловая мощность источника тепловой энергии, теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в системе теплоснабжения деревни Селикла с указанием ежегодного (с 2014 года по 2028 год включительно) распределения объемов тепловой нагрузки источника тепловой энергии.

#### **6.12 Расчет радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системам теплоснабжения нецелесообразно**

В законе «О теплоснабжении» появилось определение радиуса эффективного теплоснабжения, который представляет собой 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.

В практике разработки перспективных схем теплоснабжения используется вполне адекватное радиусу эффективного теплоснабжения понятие зоны действия источника тепловой энергии.

Под зоной действия источника тепловой энергии подразумевается территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Решение задачи о том, нужно или не нужно трансформировать зону действия источника тепловой энергии, является базовой задачей построения эффективных схем теплоснабжения. Критерием выбора решения о трансформации зоны является не просто

увеличение совокупных затрат, а анализ возникающих в связи с этим действием эффектов и необходимых для осуществления этого действия затрат.

Согласно п. 30, г. 2, ФЗ №190 от 27.07.2010 г.: «радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

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

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину оптимального радиуса теплоснабжения.

Для оценки затрат применяется методика, которая основывается на допущении, что в среднем по системе централизованного теплоснабжения, состоящей из источника тепловой энергии, тепловых сетей и потребителей затраты на транспорт тепловой энергии для каждого конкретного потребителя пропорциональны расстоянию до источника и мощности потребления.

Среднечасовые затраты на транспорт тепловой энергии от источника до потребителя определяются по формуле:

$$C = Z * Q * L,$$

где  $Q$  – мощность потребления;

$L$  – протяженность тепловой сети от источника до потребителя;

$Z$  – коэффициент пропорциональности, который представляет собой удельные затраты в системе на транспорт тепловой энергии (на единицу протяженности тепловой сети от источника до потребителя и на единицу присоединенной мощности потребителя).

Для упрощения расчетов зону действия централизованного теплоснабжения рассматриваемого источника тепловой энергии будем условно разбивать на несколько



крупных зон нагрузок. Для каждой из этих зон рассчитаем усредненное расстояние от источника до условного центра присоединенной нагрузки ( $L_i$ ) по формуле:

$$L_i = \sum (Q_{зд} * L_{зд}) / Q_i$$

где  $i$  – номер зоны нагрузок;

$L_{зд}$  – расстояние по трассе (либо эквивалентное расстояние) от каждого здания зоны до источника тепловой энергии;

$Q_{зд}$  – присоединенная нагрузка здания;

$Q_i$  – суммарная присоединенная нагрузка рассматриваемой зоны,  $Q_i = \sum Q_{зд}$ ;

Присоединенная нагрузка к источнику тепловой энергии:

$$Q = \sum Q_i$$

Средний радиус теплоснабжения по системе определяется по формуле:

$$L_{ср} = \sum (Q_i * L_i) / Q$$

Определяется годовой отпуск тепла от источника тепловой энергии ( $A$ ), Гкал.

При этом:

$$A = \sum A_i$$

где  $A_i$  – годовой отпуск тепла по каждой зоне нагрузок.

Среднюю себестоимость транспорта тепла в зоне действия источника тепловой энергии принимаем равной тарифу на транспорт  $T$  (руб/Гкал).

Годовые затраты на транспорт тепла в зоне действия источника тепловой энергии, (руб/год):

$$B = A * T$$

Среднечасовые затраты на транспорт тепла по зоне источника тепловой энергии:

$$C = B / \text{Ч},$$

где  $\text{Ч}$  – число часов работы системы теплоснабжения в год.

Удельные затраты в зоне действия источника тепловой энергии на транспорт тепла рассчитываются по формуле:

$$Z = C / (Q * L_{ср}) = B / (Q * L_{ср}) * \text{Ч}$$

Величина  $Z$  остается одинаковой для всей зоны действия источника тепловой энергии.

Среднечасовые затраты на транспорт тепла от источника тепловой энергии до выделенных зон, (руб/ч):

$$C_i = Z * Q_i * L_i$$

Вычислив  $C_i$  и  $Z$ , можно рассчитать для каждой выделенной зоны нагрузок в зоне действия источника тепловой энергии разницу в затратах на транспорт тепла с учетом и без учета удаленности потребителей от источника.

Подход к расчету радиуса эффективного теплоснабжения источника тепловой энергии.

На электронной схеме наносится зона действия источника тепловой энергии с определением площади территории тепловой сети от данного источника и присоединенной тепловой нагрузки.

Определяется средняя плотность тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии (Гкал/ч/Га, Гкал/ч/км<sup>2</sup>).

Зона действия источника тепловой энергии условно разбивается на зоны крупных нагрузок с определением их мощности  $Q_i$  и усредненного расстояния от источника до условного центра присоединенной нагрузки ( $L_i$ ).

Определяется максимальный радиус теплоснабжения, как длина главной магистрали от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя, присоединенного к этой магистрали  $L_{\max}$  (км).

Определяется средний радиус теплоснабжения по системе  $L_{\text{ср}}$ .

Определяются удельные затраты в зоне действия источника тепловой энергии на транспорт тепла  $Z = C / (Q * L_{\text{ср}}) = B / (Q * L_{\text{ср}}) \times \text{Ч}$

Определяются среднечасовые затраты на транспорт тепла от источника тепловой энергии до выделенных зон  $C_i$ , руб./ч.

Определяются годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне с учетом расстояния до источника  $V_i$ , млн. руб.

Определяются годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне без учета расстояния до источника  $V_{i0} = A_i * T$ , млн. руб.

Для каждой выделенной зоны нагрузок в зоне действия источника тепловой энергии рассчитывается разница в затратах на транспорт тепла с учетом и без учета удаленности потребителей от источника и делаются выводы об эффективности транспорта тепла в ту или иную зону в зависимости от расстояния, о перспективе подключения новой нагрузки, расположенной ближе к источнику тепловой энергии или о строительстве нового источника для покрытия нагрузок.

Определяется радиус эффективного теплоснабжения.

### **6.13 Определение радиусов эффективного теплоснабжения котельных**

#### ***Определение радиуса эффективного теплоснабжения котельной дер. Селикла***

На рисунке 48 показана расчетная схема зоны действия котельной дер. Селикла.

Для определения радиуса действия котельной зона ее действия разбита на две зоны с определением расстояния от центра зоны до котельной.

В таблице 58 приведены результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной с определением радиуса эффективного теплоснабжения.

*Анализ зоны теплоснабжения от котельной дер. Селикла*

Максимальный радиус теплоснабжения зоны котельной дер.Селикла составляет 0,354 км.

Радиус эффективного теплоснабжения составляет 0,08 км.

**Таблица 58** - Результаты расчета эффективности теплоснабжения в зоне котельной дер. Селикла с определением радиуса эффективного теплоснабжения районам

№ зоны	1	2	Сумма
Показатель			
Исходные данные			
Расстояние $L_i$ , км	0,083	0,068	0,151
Мощность $Q_i$ , Гкал/ч	0,155	0,019	0,174
Годовой отпуск $A_i$ , тыс Гкал	0,44	0,05	0,49
Расчет с учетом расстояния до источника			
$L_i * Q_i$ , км *Гкал/ч	0,01	0,00	0,01
Средний радиус теплоснабжения $L_{ср}$ , км			0,08
Годовые затраты на транспорт тепла $B$ , тыс руб			221,41
Годовые затраты на транспорт тепла по каждой зоне $B_i$ , тыс руб	98,55	9,90	108,45
Удельные затраты на транспорт тепла $Z$ , руб/ч/((Гкал/ч)*км)			2715,19
Среднечасовые затраты на транспорт тепла в каждой зоне $C_i$ , руб/ч	34,93	3,51	38,44
Удельные среднечасовые затраты на единицу отпуска тепла на транспорт тепла в каждой зоне $S_i$ , руб/ч/Гкал	0,07987487	0,0654397	
Себестоимость транспорта тепла, руб/Гкал	225,36	184,63	
Расчет без учета расстояния			
Годовые затраты на транспорт тепла $B_{i0}$ , тыс руб	197,23	24,18	221,41
Годовая разница, тыс руб	-98,68	-14,28	

При расчете с учетом расстояния до источника, себестоимость транспорта во всех зонах не превышает принятую себестоимость.



**Рисунок 48 - Расчетная схема зоны теплоснабжения от котельной дер. Селикла**

#### **6.14 Основные мероприятия, предусмотренные в схеме теплоснабжения деревни Селикла по минимизации воздействия на окружающую природную среду**

Одним из наиболее важных показателей, характеризующих эффективность функционирования систем теплоснабжения, является уровень экологического воздействия данных систем на окружающую среду.

Важным мероприятием по улучшению экологической обстановки в дер. Селикла является внедрение энергосберегающих технологий на источнике тепловой энергии, при транспортировке тепловой энергии в тепловых сетях и непосредственно у потребителей тепла. Прежде всего, уменьшение удельного теплопотребления позволит более чем на 30 % сократить вредные выбросы в атмосферу, так как снижение удельного теплопотребления приведет к выработке меньшего количества тепловой энергии при неснижаемом уровне комфорта.

## **Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них**

Обеспечение надежности теплоснабжения новых потребителей и оптимизация гидравлических режимов работы проектируемых и существующих тепловых сетей в соответствии со сложившейся системой теплоснабжения является целью разработки Схемы теплоснабжения деревни Селикла.

При обосновании предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии за исходные принималось следующее положение Постановления Правительства РФ №154:

- покрытие перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью;
- определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке;
- определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

В качестве основных материалов при подготовке предложений по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников теплоснабжения в настоящей работе были приняты материалы Генерального плана развития Вознесенского сельсовета, «Сценарные условия развития электроэнергетики РФ на период до 2030 г.», а также материалы целевых программ и стратегий на краткосрочную перспективу и инвестиционных программ теплоснабжающих организаций по развитию инженерных систем коммунального хозяйства и теплоэнергетического комплекса.

При определении параметров развития систем теплоснабжения и расчетных перспективных тепловых и электрических нагрузок рассматривались исходные данные архитектурно-планировочного раздела Генерального плана, включающие перспективные показатели общей площади застройки и численности населения.

В процессе выполнения Схемы рассматривались на вариантной основе принципиальные предложения по энергоресурсному обеспечению расширяемых территорий административных районов от систем тепло-, электро-, газоснабжения с выделением первоочередных мероприятий.

Для принятия решений по инженерному оборудованию развития систем теплоэнергетического комплекса определялись экспертно тепловые нагрузки и уточнялись приросты нагрузок и источники энергии, а также потребные мощности новых источников энергоснабжения с учетом старения и вывода из эксплуатации основного оборудования существующих источников.

В Схеме уточнены перспективные балансы тепловой мощности, и определена возможность перераспределения тепловых нагрузок между существующими источниками теплоснабжения. Уточнена мощность предлагаемых к строительству новых источников теплоснабжения и пропускная способность отходящих тепломагистралей.

Соответствующая стоимость требуемого обеспечения перспективных нагрузок определена в Главе 10 отчета.

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

Расчет, проведенный на электронной модели существующей системы теплоснабжения деревни Селикла, показал, что на территории муниципального образования в настоящее время нет зон с дефицитом тепловой мощности. Все существующие расчетные элементы, имеют запасы тепловой мощности.

Строительство новых источников тепловой энергии на территории сельского поселения не планируется.

Таким образом, строительство новых участков необходимо только для обеспечения тепловой энергией планируемых к строительству потребителей.

Замена существующих трубопроводов должна производиться в связи с исчерпанием ресурса их эксплуатации.

#### **7.2 Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную комплексную застройку во вновь осваиваемых районах города**

##### *Тепловые сети от котельной дер. Селикла*

Для подачи теплоносителя в перспективной планировочной застройке дер. Селикла предусматривается прокладка новых тепловых сетей от котельной.

Протяженность новых сетей 40 м, диаметр 0,05м

Район новой застройки представлены на рисунке 49.

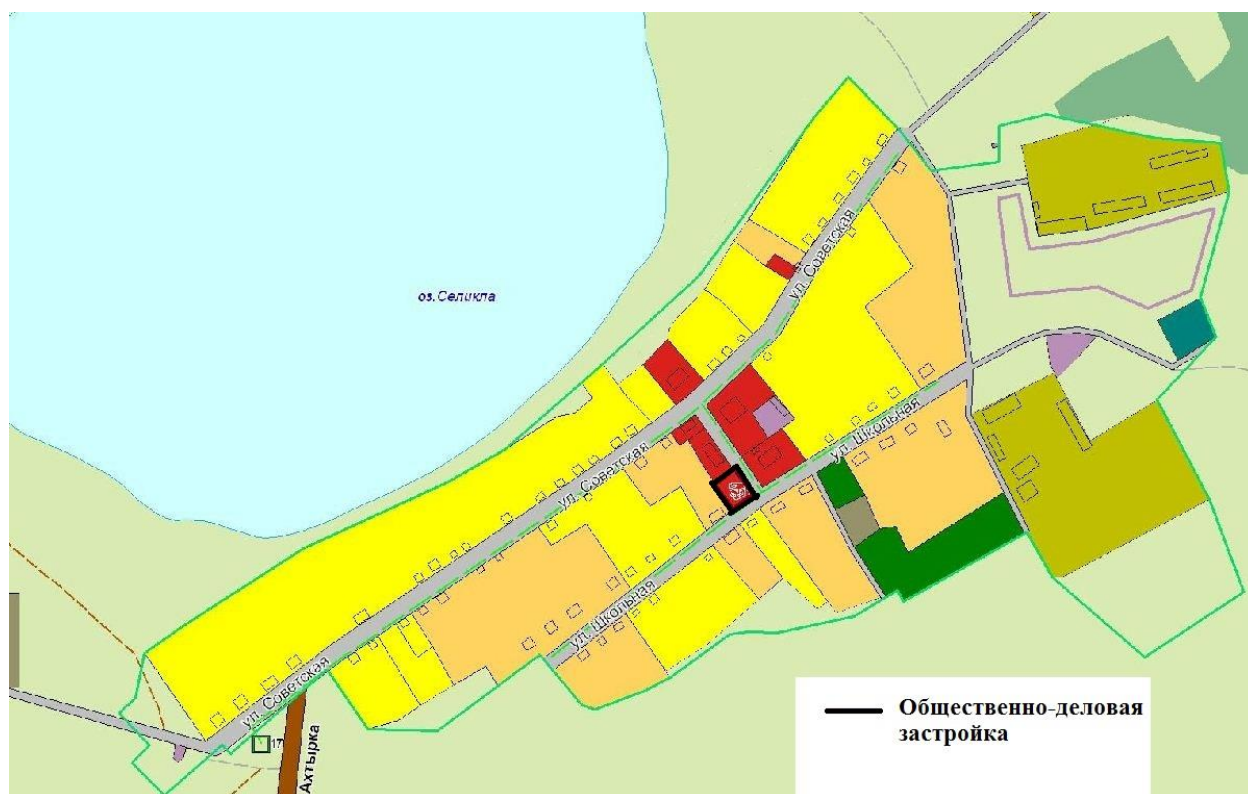


Рисунок 49 - Район перспективной застройки дер. Селикла

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

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения включают в себя следующее:

1. Строительство перемычек между зонами тепловых сетей разных источников.
2. Строительство кольцуемых перемычек на сетях. Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

В данной схеме теплоснабжения строительство перемычек между зонами тепловых сетей и кольцуемых перемычек не предусмотрено.

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

В схеме теплоснабжения деревни Селикла не предусматривается перевод котельных в пиковый режим работы.

### **7.5 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения**

*Предложения по обеспечению нормативной надежности и безопасности теплоснабжения*

Оценка надежности теплоснабжения потребителей дер. Селикла позволяет сделать следующие выводы:

1. В системах теплоснабжения деревни Селикла большая часть технологических нарушений возникает в тепловых сетях. Для увеличения надежности теплоснабжения потребителей необходима концентрация усилий теплоснабжающих организаций на обеспечении качественной организации путем:

- замены теплопроводов, срок эксплуатации которых превышает 25 лет;



- использования при этих заменах теплопроводов, изготовленных из новых материалов по современным технологиям. Темп перекладки теплопроводов должен соответствовать темпу их старения, а в случае недоремонта, превышать его;

- эксплуатации теплопроводов, связанной с внедрением современных методов контроля и диагностики технического состояния теплопроводов, проведения их технического обслуживания, ремонтов и испытаний. При этом особое внимание должно уделяться строгому соответствию установленного регламента на проведение тех или иных операций по обслуживанию фактической их реализации, а также автоматизации технологических процессов эксплуатации;

- организации аварийно-восстановительной службы, ее оснащения и использования. При этом особое внимание должно уделяться внедрению современных методов и технологий замены теплопроводов, повышению квалификации персонала аварийно-восстановительной службы;

- использования аварийного и резервного оборудования, в том числе на источниках теплоты, тепловых сетях и у потребителей. Отдельное внимание при этом должно уделяться решению вопросов резервирования по направлениям топливо-, электро- и водоснабжения.

2. В очередном долгосрочном периоде рекомендуется:

- МУП ЖКХ «Вознесенское» организовать ремонты теплопроводов сетей в дер. Селикла

С целью обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения потребителей тепловой энергии дер. Селикла в качестве первоочередных мероприятий (в период с 2014 по 2018 год) необходимо проведение капитальных ремонтов участков тепловых сетей, имеющих значительный износ и повышенную повреждаемость, проложенных до 1990 года.

#### *Предложения по обеспечению качества теплоснабжения*

Для нормализации качества теплоснабжения потребителей и приведения температурных параметров теплоносителя в соответствие с требованиями СНиП в данных районах предлагаются следующие организационные и технические мероприятия:

1. С целью устранения сверхнормативных теплопотерь произвести реконструкцию магистральных и квартальных теплопроводов с обоснованным выбором диаметров.

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

Обеспечение перспективной нагрузки во вновь построенном квартале дер. Селикла предусматривается путем строительства новых тепловых сетей от существующего источника теплоснабжения, обеспечивающего нагрузку этого потребителя. Как показал, проведенный гидравлический расчет существующие тепловые сети способны обеспечить покрытие увеличивающихся расходов сетевой воды, поэтому реконструкция существующих тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для покрытия перспективных приростов тепловой нагрузки не потребуется.

## **7.7 Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса**

С целью обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения потребителей тепловой энергии дер. Селикла в качестве первоочередных мероприятий (в период с 2014 по 2018 год) необходимо проведение капитальных ремонтов участков тепловых сетей, имеющих значительный износ и повышенную повреждаемость, проложенных до 1990 года (таблица 59).

В настоящее время, сети проложенные до 1990 года исчерпали эксплуатационный ресурс в 25 лет и работают на конструктивном запасе прочности. В такой ситуации, замене сетей должно уделяться первостепенное внимание.

**Таблица 59** - Протяженность сетей от котельной дер. Селикла, предназначенных для перекладки

Ду, мм	Год строительства	Протяженность сетей, м
89	1959	45
108	1959	202

Денежные затраты только на приобретение труб в современной изоляции для замены 247 м труб по ориентировочным расчетам составят **0,224** млн руб.

## **7.8 Строительство и реконструкция насосных станций**

Строительство новых насосных станций в деревне Селикла не планируется.

## Глава 8. Перспективные топливные балансы

Описание состояния топливоснабжения и системы обеспечения топливом дер. Селикла приведено в части 8 главы 1.

Основными потребителями топлива в дер. Селикла являются источник энергоснабжения - котельная. Основное топливо – каменный уголь Кузнецкий Д,Р, низшая теплота сгорания которого  $Q_i^r=5230$  ккал/кг.

В котельной деревни Селикла резервное и аварийное топливо не предусмотрено.

### 8.1 Топливные балансы источников тепловой энергии

В таблице 60 приведен общий расход топлива на выработку тепловой энергии в дер. Селикла.

**Таблица 60** - Общий расход топлива на выработку тепловой энергии

Наименование	Уголь
	тут
Расход топлива котельной на выработку тепловой энергии	128,59

### 8.2 Решения Генерального плана развития топливоснабжения деревни Селикла

Согласно Генерального плана развития Вознесенского сельсовета никаких мероприятий по развитию системы топливоснабжения в дер. Селикла не планируется.

**8.3 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории города**

Расчеты перспективных годовых расходов основного вида топлива по источнику тепловой энергии для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории дер. Селикла приведены в таблице 61.

**Таблица 61 - Расходы условного топлива на выработку тепловой энергии от котельной д. Селикла**

Показатель	Размерность	2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в зимний период	кг у.т./час	43,93	43,93	43,93	43,93	47,50	47,50
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в летний период	кг у.т./час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход <b>условного</b> топлива в переходный период	кг у.т./час	7,69	7,69	7,69	7,69	8,31	8,31
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в зимний период	кг/час	58,80	58,80	58,80	58,80	63,58	63,58
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в летний период	кг/час	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимальный часовой расход <b>натурального</b> топлива в переходный период	кг/час	10,29	10,29	10,29	10,29	11,13	11,13
Годовой расход <b>условного</b> топлива	т у т	118,92	118,92	118,92	118,92	128,59	128,59
Годовой расход <b>натурального</b> топлива	тыс кг	159,17	159,17	159,17	159,17	172,11	172,11



**Рисунок 50 – Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии котельной дер. Селикла за расчетный период.**

## Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения

Используемая для оценки надежности теплоснабжения система показателей уровня надежности состоит из показателей, характеризующих надежность производства и передачи тепловой энергии, соответствия термодинамических параметров теплоносителя установленным нормативам, а также показателей, характеризующих своевременность и качество выполнения подключения к тепловым сетям регулируемой организации, качество обслуживания потребителей тепловой энергии.

Обеспечение соответствия уровня тарифов регулируемой организации (деятельность которой относится к сфере электро- и теплоснабжения) уровню надёжности поставляемой тепловой энергии и оказываемых услуг осуществляется в соответствии с методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, утверждаемыми Федеральной службой по тарифам.

Регулируемые организации подготавливают предложения по плановым значениям показателей надежности в формате, приведенном в Приложении № 2 к проекту приказа Министра регионального развития РФ «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии» (далее «Методические указания»).

Учет данных первичной информации, используемой при определении фактических значений показателей надежности, производится путем заполнения регулируемой организацией форм, приведенных в Приложениях № 3, 4, 5 «Методических указаний».

Плановые значения для показателей: число нарушений в межотопительный период ( $R_{чм}$ ), продолжительность и объем нарушений в подаче тепловой энергии в отопительный период ( $R_{п}$ ,  $R_{о}$ ) задаются начиная с 2013 года. Корректировка цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанная с отклонением фактических значений от плановых по указанным показателям, первоначально осуществляется по результатам 2013 года.

Плановые значения для показателей: продолжительность и объем нарушений в подаче тепловой энергии в межотопительный период ( $R_{пм}$ ,  $R_{ом}$ ), продолжительность нарушений в подаче тепловой энергии для потребителей 1-ой категории надежности ( $R_{п(1)}$ ), уровень отклонений термодинамических параметров теплоносителя от договорных значений в части температуры теплоносителя в подающем трубопроводе ( $R_{п}$ ,  $R_{в}$ ,  $R_{вм}$ ) задаются начиная с 2014 года. Корректировка цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанная с отклонением фактических значений от

плановых по указанным показателям, первоначально осуществляется по результатам 2014 года.

## 9.1 Обоснование перспективных показателей надежности

Перспективные (плановые) значения, определенные в пунктах 2.6, 3.3 и 3.4 «Методических указаний», показателей надежности ( $\Pi_t^{\text{пл}}$ ) устанавливаются регулирующими органами на каждый расчетный период регулирования  $t$  в пределах долгосрочного периода регулирования начиная с:

- первого периода – для показателей ( $\Pi$ ), соответствующих  $R_{\text{ч}}$ ;
- второго периода, но не ранее 2013 года – для показателей ( $\Pi$ ), соответствующих  $R_{\text{чм}}$ ,  $R_{\text{п}}$  и  $R_{\text{о}}$ ;
- третьего периода, но не ранее 2014 года – для показателей ( $\Pi$ ), соответствующих  $R_{\text{пм}}$ ,  $R_{\text{п}}(1)$ ,  $R_{\text{ом}}$ ,  $R_{\text{в}}$ ,  $R_{\text{вм}}$  и  $R_{\text{п}}$  (здесь и далее  $\Pi$  обозначает  $P_s$  или  $R_s$  с индексами  $s$ , соответствующими введенным показателям уровня надежности).

Плановые значения показателей надежности определяются для каждой регулируемой организации, исходя из:

- средних фактических значений показателей надежности за те расчетные периоды регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования (расчетные периоды – для плановых значений на первый долгосрочный период регулирования), по которым имеются отчетные данные на момент определения плановых значений на следующий долгосрочный период регулирования;
- динамики улучшения значений показателей (начиная с 2013 года);
- корректировки в текущем расчетном периоде регулирования ( $t$ ) плановых значений показателей, установленных на следующий расчетный период регулирования ( $t+1$ ), с учетом фактических значений показателей за предшествующий расчетный период регулирования ( $t-1$ ).

Плановые значения показателей надежности на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования (с учетом пункта 4.1 «Методических указаний» для первого долгосрочного периода регулирования и за исключением 2011 и 2012 годов, когда множитель  $(1-p)$  не применяется, определяются по формуле:

$$\Pi_t^{\text{пл}} = \Pi_d^{\text{пл}} (1 - p)^{t-d} \quad (1)$$

где  $\Pi_t^{\text{пл}}$  – устанавливаемое регулирующим органом плановое значение по каждому показателю надежности на расчетный период регулирования  $t$  в рамках долгосрочного периода регулирования, начинающегося в году  $d$ ;

$$П_{d}^{пл} = \sum_{j=1}^n П_{t-j-1}^{\Phi} (1-p)^j \frac{1}{n} \quad (2)$$

где  $П_t^{\Phi}$  – фактические значения показателей надежности, рассчитанные по формулам (1)-(11) «Методических указаний» для каждого расчетного периода регулирования  $t$  кроме последнего в пределах предшествующего долгосрочного периода регулирования (для одного или двух предшествующих расчетных периодов и без применения сомножителя  $(1-p)$  для первого долгосрочного периода регулирования);

$n$  – число расчетных периодов регулирования в пределах предшествующего долгосрочного периода регулирования, по которым имеются отчетные данные на момент установления плановых значений на долгосрочный период регулирования, начинающийся в году  $d$  (для первого долгосрочного периода регулирования  $n$  равно 1 или 2 в зависимости от наличия фактических данных за предшествующие расчетные периоды). В случае отсутствия фактических данных у регулируемой организации для первого расчетного периода регулирования, на который устанавливаются плановые значения в рамках первого долгосрочного периода регулирования, плановое значение соответствующего показателя устанавливается по имеющимся фактическим данным за неполный расчетный период, предшествующий первому расчетному периоду регулирования, с приведением указанных данных до значений за полный период. При определении плановых значений на последующие расчетные периоды регулирования применяются фактические отчетные данные за полный соответствующий расчетный период;

$p$  – коэффициент улучшения показателей надежности, определяющий (с 2013 года) плановую динамику улучшения значений показателей, задается в соответствии с таблицей 62.

**Таблица 62 - Определение коэффициента улучшения для групп показателей надежности**

Группа показателей	Коэффициент улучшения для регулируемых организаций	
	Производители тепловой энергии (без собственных теплосетей)	Теплосетевые организации (возможно с собственными источниками тепла)
Показатели уровня надежности	0,02	0,015

Корректировка плановых значений показателей, установленных на каждый расчетный период регулирования  $(t+1)$ , осуществляется по формуле:

$$П_{t+1}^{пл} = \left\{ \begin{array}{l} П_{t+1}^к = П_{t+1}^{пл}, \text{ если } П_{t-1}^{\Phi} \leq П_{t-1}^к \text{ и нет корректировки НВВ;} \end{array} \right\} \quad (3)$$

$$П_{t+1}^{пл} = \max \left\{ П_{t-1}^{\phi}(1-p), П_t^k(1-p), \text{если } П_{t-1}^k < П_{t-1}^{\phi} < П_{t-2}^{пл}; \right\}$$

$$П_{t+1}^{пл} = \max\{П_t^k, П_{t-1}^{пл}\}, \text{если } \max\{П_{t-1}^k, П_{t-2}^{пл}\} \leq П_{t-1}^{\phi};$$

$П_{t+1}^{пл} = \min\{П_{t+1}^{пл}, П_{t-1}^{\phi}(1-p)^2\}$ , при достижении плановых значений по всем показателям со значительным улучшением в году t-1 и соответствующей корректировке НВВ на год t+1

где  $П_{t+1}^k$  – скорректированное плановое значение по каждому показателю надежности на расчетный период регулирования t+1;

$П_{t-1}^{\phi}$  – фактические значения показателей надежности, рассчитанные по формулам (1)-(11) «Методических указаний...», по отчетным данным предыдущего расчетного периода регулирования (t-1);

НВВ - необходимая валовая выручка.

Регулируемые организации подготавливают предложения по плановым значениям показателей надежности на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования по форме 1.1 Приложения № 2 к Методическим указаниям.

Плановое значение показателя уровня надежности считается достигнутым регулируемой организацией по результатам расчетного периода регулирования (t), если фактическое значение показателя соответствует скорректированному плановому значению этого показателя с коэффициентом  $(1+c)$ , где c – величина допустимого отклонения:

$$P_s^{\phi} \leq P_s^k(1+C) \quad (4)$$

$$R_s^{\phi} \leq R_s^k(1+C) \quad (5)$$

где индексы s соответствуют введенным в пунктах 2.4 и 3.3, 3.4 «Методических указаний» показателям из числа учитываемых в рассматриваемом расчетном периоде регулирования (согласно п. 4.1).

Величина допустимого отклонения (c) устанавливается равной:

- 0,5 на 2011 - 2013 годы и 0,25 с 2014 года – для показателей уровня надежности, учитываемых в 2011 году;

- 0,4 на 2012 – 2015 годы, 0,25 на 2016 – 2020 годы и 0,2 с 2021 года – для остальных показателей уровня надежности.

Плановые значения показателей уровня надежности считаются достигнутыми регулируемой организацией со значительным улучшением, если фактическое значение показателя улучшает скорректированное плановое значение этого показателя с



коэффициентом  $(1-c)$ , где  $c$  – величина допустимого отклонения:

$$P_s^\Phi \leq P_s^K(1-C) \quad (6)$$

$$R_s^\Phi \leq R_s^K(1-C) \quad (7)$$

где индексы  $s$  соответствуют введенным в пунктах 2.4 и 3.3, 3.4 «Методических указаний» показателям из числа учитываемых в рассматриваемом расчетном периоде регулирования (согласно п. 4.1).

По результатам достижения, недостижения или достижения со значительным улучшением планового значения каждого показателя ( $\Pi$ ) присваивается значение 0, -1 или 1 соответствующего индикатора  $K(\Pi)$ .

Так как статистические данные по количеству и типу технологических нарушений в системах теплоснабжения дер. Селикла теплоснабжающими организациями предоставлены не были, значения перспективных (плановых) показателей надежности по теплоснабжающим компаниям дер. Селикла определены быть не могут.

## 9.2 Предложения, обеспечивающие надежность систем теплоснабжения

Как известно, надежность систем теплоснабжения населенных пунктов, в том числе и дер. Селикла определяется:

- качеством элементов систем теплоснабжения;
- структурным, временным, нагрузочным и функциональным резервированием в системах теплоснабжения;
- уровнем автоматизации управления технологическими процессами производства, транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии;
- качеством выполнения строительно-монтажных, эксплуатационных и ремонтных работ.

### *Качество элементов систем теплоснабжения*

Причинами технологических нарушений в системах теплоснабжения объектов ЖКХ являются низкое качество элементов систем и, прежде всего, элементов тепловых сетей: металла труб, тепловой изоляции, запорной арматуры, конструкций теплопроводов и каналов, защиты теплопроводов от внутренней и наружной коррозии.

Защита труб от внутренней коррозии, как известно, выполняется путем повышения pH в пределах рекомендаций ПТЭ, уменьшения содержания кислорода в сетевой воде, покрытия внутренней поверхности стальных труб антикоррозионными составами или применения коррозионностойких сталей, применения безреагентного электрохимического способа обработки воды, применения водоподготовки и деаэрации подпиточной воды,

применения ингибиторов коррозии. Для контроля за внутренней коррозией на подающих и обратных трубопроводах водяных тепловых сетей на выводах с источника теплоты и в наиболее характерных местах предусматривается установка индикаторов коррозии. Многофакторность коррозионных процессов, в том числе для различных теплоснабжающих организаций дер. Селикла, не позволяет сформировать единые рекомендации. Конкретные мероприятия определяются на основе аудита систем с выявлением причин интенсивной коррозии и способов их предотвращения.

При защите труб от наружной коррозии предусматриваются конструктивные решения в соответствии с требованиями РД 153-34.0-20.518. Так, для конструкций теплопроводов в пенополиуретановой теплоизоляции с герметичной наружной оболочкой нанесение антикоррозионного покрытия на стальные трубы не требуется, но обязательно устанавливается устройство системы оперативного дистанционного контроля, сигнализирующее о проникновении влаги в теплоизоляционный слой. При использовании труб из ВЧШГ, теплопроводов в пенополимерминеральной теплоизоляции независимо от способов прокладки защита от наружной коррозии металла труб не требуется. Для конструкций теплопроводов с другими теплоизоляционными материалами независимо от способов прокладки применяются антикоррозионные покрытия, наносимые непосредственно на наружную поверхность стальной трубы.

Неизолированные в заводских условиях концы трубных секций, отводов, тройников и других металлоконструкций покрываются антикоррозионным слоем.

На транзитных участках тепловых сетей, а также в камерах с ответвлениями труб устанавливаются поперечные токопроводящие перемычки. На сальниковых компенсаторах токопроводящие перемычки выполняются из многожильного медного провода, кабеля, стального троса. В остальных случаях применяется прутковая или полосовая сталь. Сечение перемычек определяется расчетным путем и принимается не менее 50 мм<sup>2</sup> (по меди). Длина перемычек определяется с учетом максимального теплового удлинения трубопровода. Стальные перемычки обеспечиваются защитным покрытием от коррозии.

В ходе эксплуатации многочисленных тепловых сетей установлено, что при температуре 70-80 °С протекает интенсивный процесс наружной коррозии, имеющий язвенный характер, приводящий к значительному коррозионному повреждению металлических поверхностей, контактирующих с увлажненной тепловой изоляцией.

Одним из возможных способов снижения отказов тепловой сети в результате коррозионных повреждений теплопроводов с канальной и бесканальной прокладкой может стать ввод режима работы тепловой сети при повышенной температуре в подающем

трубопроводе в летний период. Так, по результатам проведенных исследований и наблюдений в эксплуатационных условиях Москвы установлено, что повышение температуры теплоносителя в летний период до 100 С приводит к подсушиванию тепловой изоляции и снижению интенсивности коррозии и повреждаемости в 2-2,5 раза. В этом случае обеспечение работы тепловой сети по повышенному температурному графику в летний период требует обязательного оснащения всех подключенных к тепловой сети систем горячего водоснабжения средствами автоматизации. Целесообразность мероприятия требует технико-экономического обоснования для конкретных условий.

При выборе способа защиты стальных труб тепловых сетей от внутренней коррозии и схем подготовки подпиточной воды обязательно учитываются параметры сетевой воды: жесткость, водородный показатель pH, содержание в воде кислорода и свободной угольной кислоты, содержание сульфатов и хлоридов, содержание в воде органических примесей (окисляемость воды). Качество исходной воды для открытых и закрытых систем теплоснабжения должно отвечать требованиям СанПиН 2.1.4.1074 и правилам технической эксплуатации электрических станций и тепловых сетей, утвержденным Минэнерго России. Для закрытых систем теплоснабжения при наличии термической деаэрации допускается использовать техническую воду.

#### *Резервирование в системах теплоснабжения*

В соответствии со СНиП 41-02-2003 "Тепловые сети" в системах теплоснабжения используются следующие способы резервирования:

- на источниках теплоты применяются рациональные тепловые схем, обеспечивающие заданный уровень готовности энергетического оборудования;
- на источниках теплоты устанавливается необходимое резервное оборудование;
- организуется совместная работа нескольких источников теплоты в единой системе транспортирования теплоты;
- прокладываются резервные трубопроводные связи, как в тепловых сетях одного района теплоснабжения, так и смежных теплосетевых районов;
- устанавливаются резервные насосы и насосные станции;
- устанавливаются баки-аккумуляторы.

*Применение рациональных тепловых схем*, обеспечивающих заданный уровень готовности энергетического оборудования источников теплоты, выполняется на этапе их проектирования. При этом топливо-, электро- и водоснабжение источников теплоты, обеспечивающих теплоснабжение потребителей первой категории, предусматривается по двум независимым вводам от разных источников, а также использование запасов резервного топлива. Источники теплоты, обеспечивающие теплоснабжение потребителей

второй и третьей категории, обеспечиваются электро- и водоснабжением по двум независимым вводам от разных источников и запасами резервного топлива. Кроме того, для теплоснабжения потребителей первой категории устанавливаются местные резервные (аварийные) источники теплоты (стационарные или передвижные). При этом допускается резервирование, обеспечивающее в аварийных ситуациях 100%-ную подачу теплоты от других тепловых сетей.

При резервировании теплоснабжения промышленных предприятий, как правило, используются местные резервные (аварийные) источники теплоты.

При реализации плана ликвидации мелких котельных, замене их крупными источниками теплоты мелкие котельные, находящиеся в технически исправном состоянии, как правило, оставляются в резерве.

Повышение надежности систем теплоснабжения может быть достигнуто путем использования передвижных котельных, которые при аварии на тепловой сети должны применяться в качестве резервных (аварийных) источников теплоты, обеспечивая подачу тепла как целым кварталам (через центральные тепловые пункты), так и отдельным зданиям, в первую очередь потребителям первой категории. Для целей аварийного теплоснабжения каждая теплоснабжающая организация должна иметь как минимум одну передвижную котельную. Подключение передвижной котельной к центральному тепловому пункту или тепловому пункту здания (потребителя первой категории) осуществляется через специальные вводы с фланцами, выведенными за пределы здания и отключаемыми от основной системы теплоснабжения задвижками, установленными внутри здания.

Кроме этого, указанные объекты оборудуются вводами для подключения передвижных котельных к источнику электроэнергии мощностью 10-50 кВт (в зависимости от типа котельной).

При авариях в системе электроснабжения надежность теплоснабжения потребителей значительно повышается при использовании в качестве резервных и аварийных источников передвижных электрических станций. Электрическая мощность станций соответствует мощности электрооборудования, включенного для обеспечения рабочего режима котельной и тепловой сети.

Основным преимуществом передвижных котельных при ликвидации аварий является быстрота ввода установок в работу, что в зимний период является решающим фактором. Время присоединения передвижной котельной к системе отопления и топливно-энергетическим коммуникациям бригадой из 4 человек (два слесаря, электрик, сварщик) составляет примерно 4-8 ч.

Необходимую теплопроизводительность мобильной котельной, применяемой для поддержания в помещениях минимально допустимой температуры воздуха, можно определить из выражений:

$$Q = \bar{Q} * Q_p$$

или

$$Q = G_p c \rho (t_1^p - t_2^p) \bar{Q} 10^{-6}, \text{ Гкал/ч,}$$

где  $G_p$  - расчетный расход теплоносителя в системе отопления, м<sup>3</sup>;

$c$  - теплоемкость воды, ккал/(ч·°C);

$\rho$  - плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$\bar{Q}$  - относительный расход тепла, необходимый для поддержания минимально допустимой температуры воздуха в помещениях;

$t_1^p, t_2^p$  - расчетные температуры воды в подающем и обратном трубопроводах системы отопления (95/70°C).

$Q_p$  - расчетный (максимальный) расход тепла в системе отопления, Гкал/ч.

Гидродинамические давления, создаваемые насосами мобильных котельных, не должны превышать допустимых значений давлений в системе отопления (не более 0,6 МПа по условиям сохранности отопительных приборов).

Мобильную котельную целесообразно подключать непосредственно к системе отопления здания (к патрубкам подающего и обратного трубопроводов после элеватора или подогревателя).

Для обеспечения требуемых температурных условий в зданиях при недостаточной подаче тепла от внешней сети либо при перерывах в подаче, вызванных аварийными ситуациями или плановой остановкой сети на профилактический ремонт, в тепловых пунктах могут устанавливаться пиковые теплоисточники. Используются следующие способы их подключения:

- подключение в тепловых пунктах зданий пиковых газовых котлов, догревающих воду, подаваемую в систему отопления;

- установка в тепловых пунктах зданий пиковых электрических емкостных (теплоаккумулирующих) водоподогревателей, потребляющих электроэнергию в ночные часы (при сниженном тарифе на электроэнергию). Тепловая энергия, накапливаемая в аккумуляторе, выдается в систему отопления в нужное время, обеспечивая дополнительный нагрев теплоносителя. Такое включение способствует выравниванию суточного режима электропотребления;

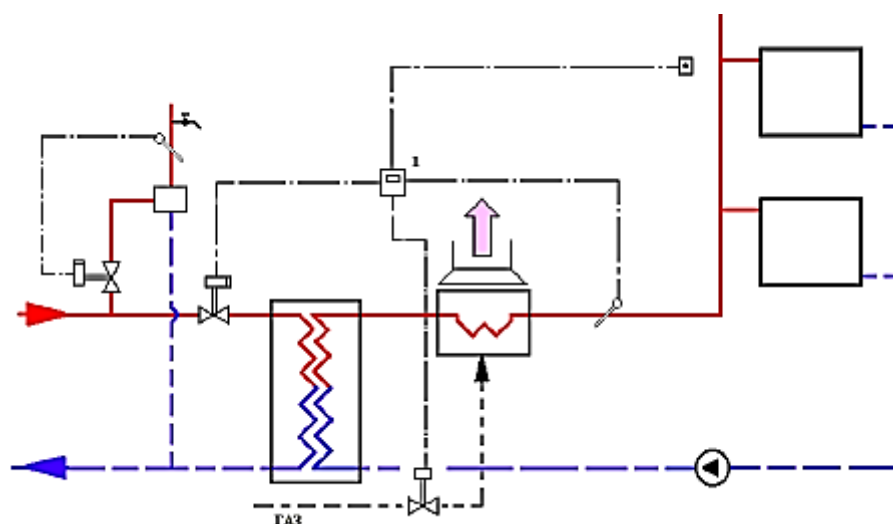
- установка непосредственно в отапливаемых помещениях электрических

теплоинерционных доводчиков, потребляющих электроэнергию в ночные часы (при сниженном тарифе на электроэнергию);

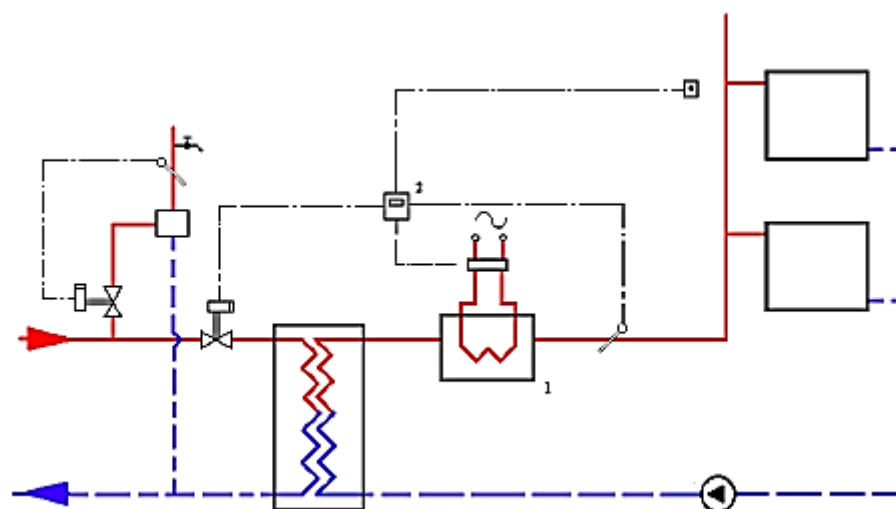
- установка в тепловых пунктах тепловых насосов, повышающие температуру подаваемого теплоносителя за счет охлаждения теплоносителя, возвращаемого из абонентской установки.

Схемы таких тепловых пунктов применительно к независимому подключению систем отопления представлены на рисунках 51-54. Данные схемные решения имеют ряд ограничений. Область применения определяется конкретными местными условиями и требует технико-экономического обоснования.

Схема с использованием пиковых газовых котлов позволяет адекватно, без повышенного расхода топлива реагировать на любое изменение параметров теплоносителя в тепловой сети.



**Рисунок 51 - Схема теплового пункта с пиковым газовым котлом**



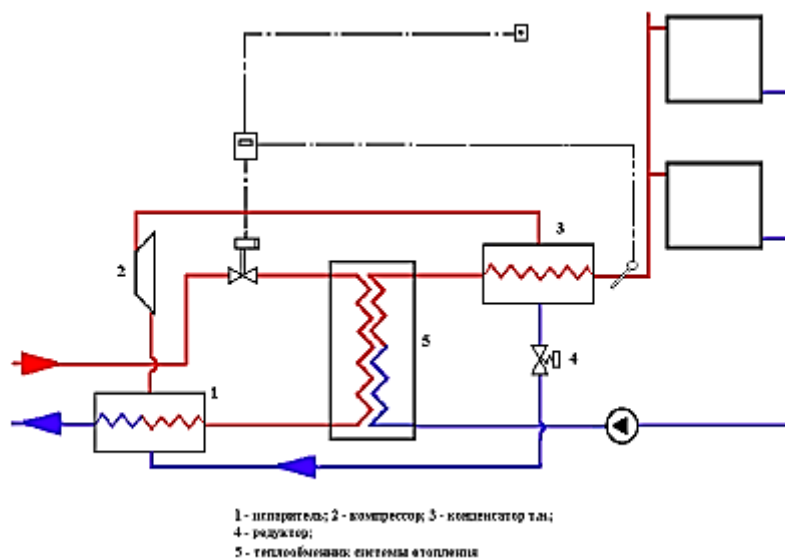
**Рисунок 52 - Схема теплового пункта с электроподогревателем**

Однако, возникают сложности с размещением газовых котлов в существующих зданиях. Наиболее приемлемый вариант технического решения – крышные котельные, меняющие архитектурный облик здания. Массовое внедрение данной схемы ограничивается лимитом пропускной возможности газовых сетей.

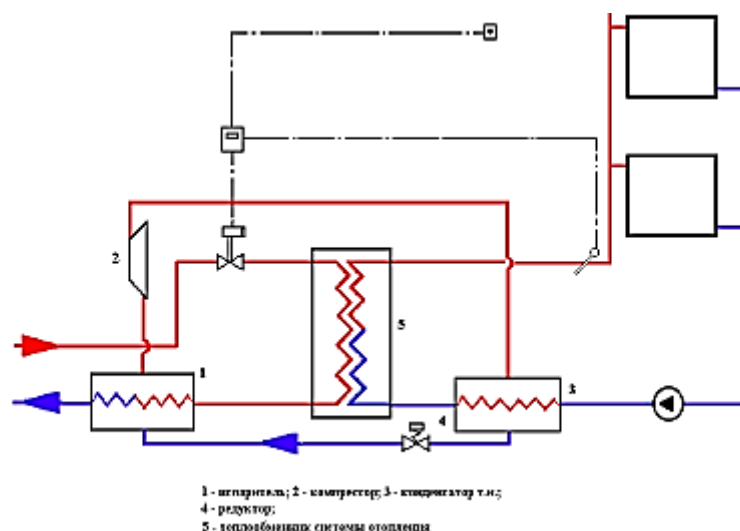
Использование проточных водоподогревательных установок сдерживается отсутствием резервных мощностей электроэнергии. Применение емкостных электроподогревателей влечет за собой увеличение потребления электроэнергии на 5-10 % за счёт увеличения тепловпотерь. Также резервы аккумулирования тепла ограничены размерами самого аккумулятора.

Применение схем с тепловыми насосами (по сравнению с прямым электроподогревом) снижает потребление электроэнергии, но в этом случае наступает ограничение по теплосъёму (температуре обратной воды тепловой сети) и по режимам работы тепловых насосов.

Нарушения в снабжении энергоносителями или нарушение работоспособности технологического оборудования приводят, как правило, только к частичным отказам источников теплоты, которые проявляются в виде снижения температуры или расхода теплоносителя. В случае снижения температуры теплоносителя гидравлические режимы тепловых сетей не изменяются (при условии отсутствия управляющих воздействий со стороны обслуживающего персонала и отсутствии внешних возмущающих воздействий на систему со стороны населения).



**Рисунок 53 - Схема теплового пункта с тепловым насосом и конденсатором на подающем трубопроводе системы отопления**



**Рисунок 54 - Схема теплового пункта с тепловым насосом и конденсатором на обратном трубопроводе системы отопления**

При этом пропорционально недоотпуску тепла снижается температура в отапливаемых помещениях всех потребителей. Уменьшение же расхода теплоносителя приводит к разрегулировке тепловой сети.

Для предотвращения разрегулировки тепловой сети в аварийных ситуациях устанавливается лимитированная подача теплоносителя всем взаимно резервируемым потребителям. Лимиты подачи теплоносителя определяются по результатам сопоставления трех параметров: времени остывания представительного помещения здания до допустимой температуры, величины допустимого снижения температуры и длительности ремонта головного элемента тепловой сети - теплопровода, поскольку он имеет наибольшую длительность восстановления. При отказе элемента магистральной сети на всех ЦТП, гидравлически связанных с аварийным участком, автоматические регуляторы расхода, установленные на входных тепломагистралях, перестраивают подачу теплоносителя в сеть на лимитированную. Кроме того, для предотвращения гидравлической разрегулировки распределительных тепловых сетей и систем отопления на ЦТП включаются подмешивающие насосы, которые при снижении температуры теплоносителя доводят его расход в этих сетях до расчетного значения. В этот период отключение нагрузки горячего водоснабжения в ЦТП может поддерживать температуру теплоносителя на расчетном или близком к нему уровне.

Для потребителей первой категории предусматривается индивидуальная регулировка в их местных тепловых пунктах.



Организация совместной работы нескольких источников теплоты на единую тепловую сеть позволяет в случае аварии на одном из источников частично обеспечивать единые тепловые нагрузки за счет других источников теплоты.

Расчет тепловых и гидравлических аварийных режимов тепловой сети выполняется разработчиком Схемы теплоснабжения, а их реализация - теплоснабжающими организациями.

*Прокладка резервных трубопроводных связей* как в тепловых сетях одного района теплоснабжения, так и смежных теплосетевых районов города обеспечивает непрерывное теплоснабжение потребителей со значительным снижением недоотпуска теплоты во время аварий. Количество и диаметры перемычек определяются, исходя из нормальных и в аварийных режимов работы сети, с учетом снижения расхода теплоносителя в соответствии с данными, представленными в таблице 63.

Места размещения резервных трубопроводных соединений между смежными теплопроводами и их количество определяется расчетным путем с использованием в качестве критерия такого показателя надежности как вероятность безотказной работы.

**Таблица 63 - Допустимое снижение подачи теплоты в аварийных режимах**

Показатель	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления				
	-10	-20	-30	-40	-50
Допустимое снижение подачи теплоты, % до	78	84	87	89	91

При обеспечении безотказности тепловых сетей определяются:

- предельно допустимые длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточность диаметров, выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов, для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах.

Наличие автоматизированных тепловых пунктов, подключенных к тепловой сети по независимой схеме или с помощью смесительных насосов, позволяет почти в течение всего отопительного сезона компенсировать снижение расхода в тепловой сети повышением температуры сетевой воды, обеспечивая необходимую подачу тепла. В системах теплоснабжения от крупных источников теплоты (мощностью 300 Гкал/ч и более) устраиваются узлы распределения с двухсторонним присоединением к тепловой сети, обеспечивающим в случае аварии подачу тепла через перемычки между

магистралями, а в идеальном случае - путем подключения к двум магистралям. Наличие в тепловой сети узлов распределения позволяет получить управляемую систему теплоснабжения, т.е. обеспечить возможность точного распределения циркулирующей воды в нормальном и аварийном режимах, а при совместной работе теплоисточников - возможность изменения режима работы сети в широких пределах.

Подключение центральных тепловых пунктов к распределительным тепловым сетям может выполняться аналогичным образом, то есть с двухсторонним подключением ЦТП и устройством соответствующих перемычек.

Структурное резервирование разветвленных тупиковых тепловых сетей осуществляется делением последовательно соединенных участков теплопроводов секционированными задвижками. К полному отказу тупиковой тепловой сети приводят лишь отказы головного участка и головной задвижки теплосети. Отказы других элементов основного ствола и головных элементов основных ответвлений теплосети приводят к существенным нарушениям ее работы, но при этом остальная часть потребителей получает тепло в необходимых количествах. Отказы на участках небольших ответвлений приводят только к незначительным нарушениям теплоснабжения, и отражается на обеспечении теплом небольшого количества потребителей.

Возможность подачи тепла неотключенным потребителям в аварийных ситуациях обеспечивается использованием секционирующих задвижек. Задвижки устанавливаются по ходу теплоносителя в начале участка после ответвления к потребителю.

Такое расположение позволяет подавать теплоноситель потребителю по этому ответвлению при отказе последующего участка теплопровода.

#### *Установка баков аккумуляторов горячей воды*

Повышению надежности функционирования систем теплоснабжения в определенной мере способствует применение теплогидроаккумулирующих установок, наличие которых позволяет оптимизировать тепловые и гидравлические режимы тепловых сетей, а также использовать аккумулярующие свойства отапливаемых зданий. Теплоинерционные свойства зданий учитываются МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ» при определении расчетных расходов на горячее водоснабжение при проектировании систем теплоснабжения из условий темпов остывания зданий при авариях.

Размещение баков-аккумуляторов горячей воды возможно как на источнике теплоты, так и в районах теплопотребления. При этом на источнике теплоты предусматриваются баки-аккумуляторы вместимостью не менее 25 % общей расчетной

вместимости системы. Внутренняя поверхность баков защищается от коррозии, а вода в них - от аэрации, при этом предусматривается непрерывное обновление воды в баках.

Для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение предусматриваются баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды расчетной вместимостью, равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение.

В закрытых системах теплоснабжения на источниках теплоты мощностью 100 МВт и более предусматривается установка баков запаса химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды вместимостью 3 % объема воды в системе теплоснабжения, при этом обеспечивается обновление воды в баках.

Число баков независимо от системы теплоснабжения принимается не менее двух по 50 % рабочего объема.

В системах центрального теплоснабжения (ЦТ) с теплопроводами любой протяженности от источника теплоты до районов теплopotребления допускается использование теплопроводов в качестве аккумулирующих емкостей.

Таким образом, структура систем теплоснабжения должна соответствовать их масштабности и сложности. Если надежность небольших систем обеспечивается при радиальных схемах тепловых сетей, не имеющих резервирования и узлов управления, то тепловые сети крупных систем теплоснабжения должны быть резервированными, а в местах сопряжения резервируемой и нерезервируемой частей тепловых сетей должны иметь автоматизированные узлы управления. Это позволяет преодолеть противоречие между "ненадежной" структурой тепловых сетей и требованиями к их надежности и обеспечить управляемость системы в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, а также подачу потребителям необходимых количеств тепловой энергии во время аварийных ситуаций.

*Уровень автоматизации управления технологическими процессами производства, транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии*

Структура систем автоматического управления обеспечивает реализацию многоступенчатого регулирования отпуска тепловой энергии, необходимость которого определяется особенностями системы, а также автоматическое обнаружение мест отказов в тепловых сетях и их локализацию, переход от нормального режима к послеаварийному и затем опять к нормальному, защиту от повышения давления и гидравлического удара. Выполнение этих функций возможно лишь при ликвидации характерного для современных систем теплоснабжения недостатка в средствах автоматического регулирования, который становится особенно ощутимым с ростом единичных мощностей источников теплоты и

систем. Наибольшая эффективность может быть достигнута в условиях комплексной автоматизации в рамках АСУ ТП и реализации АСДУ.

Основной задачей автоматизации регулирования отпуска теплоты на отопление и горячее водоснабжение в тепловых пунктах зданий (ЦТП, ИТП) является обеспечение комфортных условий в отапливаемых помещениях при существенной экономии теплоты и, соответственно, топлива. Одновременно с решением главной задачи автоматизация тепловых пунктов повышает надежность систем теплоснабжения и позволяет:

- улучшить состояние изоляции трубопроводов и снизить коррозионную повреждаемость тепловых сетей;
- обеспечить подачу теплоты потребителям в требуемом количестве (соответствующем температуре наружного воздуха) при ликвидации аварий в сетях с резервированием;
- обеспечить устойчивость гидравлических режимов работы систем отопления зданий при снижении температуры сетевой воды относительно требуемой по графику;
- обеспечить автономную циркуляцию в местных системах отопления при аварийном падении давления в тепловых сетях, позволяющую снизить вероятность повреждений систем отопления потребителей.

Улучшение состояния изоляции трубопроводов и улучшение условий работы компенсаторных устройств обеспечивается осуществлением центрального регулирования отпуска теплоты на источнике теплоты по ступенчатому температурному графику регулирования при постоянной температуре.

Наличие автоматизации отпуска теплоты в тепловых пунктах тепловых сетей с резервированием (путем устройства перемычек между тепловыми сетями смежных районов) позволяет осуществить широкое маневрирование температурой сетевой воды.

При ликвидации аварий на отдельных участках сети можно, повысив температуру теплоносителя, подать всем потребителям теплоту на отопление в полном объеме (соответствующую температуре наружного воздуха) при сниженном расходе сетевой воды на отопление. Значение этого расхода определяется расчетом для каждой конкретной сети с учетом имеющихся перемычек и места аварии.

Гидравлический режим работы автоматизированных систем отопления здания ухудшается при снижении температуры теплоносителя относительно графика температуры сетевой воды, в том числе при аварии на источнике теплоты. При этом регулирующие клапаны авторегуляторов отпуска теплоты на отопление полностью открываются, и возможна разрегулировка тепловой сети, так как головные потребители отберут из сети больший расход, чем концевые потребители. Чем ниже гидравлическая устойчивость сети,

тем больше величина указанной разрегулировки и тем больше снижается надежность теплоснабжения. Устранить этот недостаток возможно путем установки дополнительных регуляторов давления (перепада давления).

Однако, это приводит, во-первых, к усложнению работы средств автоматизации в тепловых пунктах из-за взаимного влияния авторегуляторов отпуска теплоты и гидравлического режима, а во-вторых, к удорожанию системы автоматизации.

Снизить вероятность повреждений систем отопления зданий от замораживания при аварийном прекращении подачи теплоносителя из сети (например, в результате падения давления в тепловой сети) позволяет организация автономной циркуляции воды в местных системах отопления. При наличии циркуляции воды, кроме того, увеличивается временной диапазон для выполнения необходимого слива воды из систем отопления. В получивших наибольшее распространение ЦТП с корректирующими насосами смешения указанная циркуляция обеспечивается установкой на подающем трубопроводе на входе в ЦТП электроконтактных манометров (ЭКМ), которые приводят в действие насос смешения (или оба насоса, если подача каждого составляет 50 % от расчетного расхода воды на отопление).

#### *Совершенствование эксплуатации системы теплоснабжения*

Надежность системы теплоснабжения в значительной степени определяется организацией эксплуатации системы, взаимодействия поставщиков тепловой энергии и их потребителями, своевременным проведением ремонтов, заменой изношенного оборудования, наличием аварийно-восстановительной службы и организацией аварийных ремонтов. Последнее является особенно важным при наличии значительной доли ветхих теплопроводов и их высокой повреждаемости.

Организация аварийно-восстановительной службы, ее численности и технической оснащенности в каждом конкретном случае решается на основе техникоэкономического обоснования с учетом оптимального сочетания структурного резерва системы теплоснабжения и временного резерва путем использования аккумулирующей способности зданий. Процесс восстановления отказавших теплопроводов совершенствуется нормированием продолжительности ликвидации аварий и определением оптимального состава аварийно-восстановительной службы.

Классификация повреждений в системах теплоснабжения регламентируется МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» (утверждены приказом

Госстроя России от 20.08.01 № 191). Нормы времени на восстановление должны определяться с учетом требований данного документа и местных условий.

Для качественного выполнения ремонтных работ в составе СЦТ предусматриваются:

- аварийно-восстановительные службы (АВС), численность персонала и техническая оснащенность которых обеспечивает полное восстановление теплоснабжения при отказах на тепловых сетях в сроки, указанные в таблице 170;

- собственные ремонтно-эксплуатационные базы (РЭБ) - для районов тепловых сетей с объемом эксплуатации 1000 условных единиц и более. Численность персонала и техническая оснащенность РЭБ определяются с учетом состава оборудования, применяемых конструкций теплопроводов, тепловой изоляции и т.д.;

- механические мастерские - для участков (цехов) тепловых сетей с объемом эксплуатации менее 1000 условных единиц;

- единые ремонтно-эксплуатационные базы - для тепловых сетей, которые входят в состав подразделений тепловых электростанций, районных котельных или промышленных предприятий.

При подземной прокладке тепловых сетей в непроходных каналах и бесканальной прокладке величина подачи теплоты (%) для обеспечения внутренней температуры воздуха в отапливаемых помещениях не ниже 12 °С в течение ремонтно-восстановительного периода после отказов принимается в соответствии с таблицей 64.

**Таблица 64** - Допускаемое снижение подачи теплоты в зависимости от диаметра теплопроводов и расчетной температуры наружного воздуха

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч	Расчетная температура наружного воздуха				
		-10	-20	-30	-40	-50
		Допустимое снижение подачи теплоты, % до				
300	15	32	50	60	59	64
400	18	41	56	65	63	68
500	22	49	63	70	69	73
600	26	52	68	75	73	77
700	29	59	70	76	75	78
800-1000	40	66	75	80	79	82
1200-1400	До 54	71	79	83	82	85

Время ликвидации аварий в значительной мере зависит от наличия запасных частей и материалов, необходимых для этого. Поэтому особое внимание уделяется поддержанию необходимого запаса материалов, деталей, узлов и оборудования.

Основой надежной, бесперебойной и экономичной работы систем теплоснабжения является выполнение правил эксплуатации, а также своевременное и качественное проведение профилактических ремонтов.

Выполнение в полном объеме перечня работ по подготовке источников, тепловых сетей и потребителей к отопительному сезону в значительной степени обеспечит надежное и качественное теплоснабжение потребителей.

С целью определения состояния строительно-изоляционных конструкций, тепловой изоляции и трубопроводов производятся шурфовки, которые в настоящее время являются наиболее достоверным способом оценки состояния элементов подземных прокладок тепловых сетей. Для проведения шурфовок ежегодно составляются планы. Количество проводимых шурфовок устанавливается предприятием тепловых сетей и зависит от протяженности тепловой сети, ее состояния, вида изоляционных конструкций. Результаты шурфовок учитываются при составлении плана ремонтов тепловых сетей.

Тепловые сети от источника теплоснабжения до тепловых пунктов, включая магистральные, разводящие трубопроводы и абонентские ответвления, подвергаются испытаниям на расчетную температуру теплоносителя не реже одного раза в год.

Целью испытаний водяных тепловых сетей на расчетную температуру теплоносителя является проверка тепловой сети на прочность в условиях температурных деформаций, вызванных повышением температуры до расчетных значений, а также проверка в этих условиях компенсирующей способности элементов тепловой сети.

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, подвергаются испытаниям на гидравлическую плотность ежегодно после окончания отопительного периода для выявления дефектов, подлежащих устранению при капитальном ремонте и после окончания ремонта перед включением сетей в эксплуатацию. Испытания проводятся по отдельным, отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водоподогревательных установках, системах теплоснабжения и открытых воздушниках у потребителей. При испытании на гидравлическую плотность давление в самых высоких точках сети доводится до пробного (1,25 рабочего), но не ниже 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>). Температура воды в трубопроводах при испытаниях не превышает 45 °С.

Для дистанционного обнаружения мест повреждения трубопроводов тепловых сетей канальной и бесканальной прокладки под слоем грунта на глубине до 3 - 4 м в зависимости от типа грунта и вида дефекта используются течеискатели.

В процессе эксплуатации особое внимание уделяется выполнению всех требований нормативных документов, что существенно уменьшает число отказов в период отопительного сезона.

### **9.3. СЦЕНАРИИ РАЗВИТИЯ АВАРИЙ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С МОДЕЛИРОВАНИЕМ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТАКИХ СИСТЕМ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРИ ОТКАЗЕ ЭЛЕМЕНТОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ПРИ**

## **АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, СВЯЗАННЫХ С ПРЕКРАЩЕНИЕМ ПОДАЧИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ».**

Порядок и минимально необходимый перечень принимаемых мер тепло -, электро- и водо- снабжающими организациями, исполнителями коммунальных услуг, потребителями тепловой энергии при решении вопросов, связанных с ликвидацией последствий аварийных ситуаций на системах теплоснабжения.

Цели:

- определение возможных сценариев возникновения и развития аварий, конкретизации технических средств и действий производственного персонала и спецподразделений по локализации аварий;
- создание благоприятных условий для успешного выполнения мероприятий по ликвидации аварийной ситуации;
- бесперебойное удовлетворение потребностей населения при ликвидации аварийной ситуации.

Под аварийной ситуацией понимаются технологические нарушения на объекте теплоснабжения и (или) теплопотребляющей установке, приведшие к разрушению или повреждению сооружений и (или) технических устройств (оборудования) объекта теплоснабжения и (или) теплопотребляющей установки, неконтролируемому взрыву (или) выбросу опасных веществ, отклонению от установленного технологического режима работы объектов теплоснабжения и (или) теплопотребляющих установок, полному или частичному ограничению режима потребления тепловой энергии (мощности).

Виды аварийных ситуаций:

Локальные - для работ по локализации и ликвидации этих ситуаций привлекаются дежурные смены, силы и средства аварийно-восстановительных служб объектов и сторонних организаций в соответствии с планами действий по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций. Договоры на привлечение указанных сил и средств заключают организации, эксплуатирующие объекты. При необходимости, руководителем работ (организации), могут привлекаться (аварийно-восстановительные службы организаций, предприятий).

Муниципальные - для работ по их ликвидации, кроме вышеперечисленных сил и средств, могут привлекаться профессиональные аварийно-спасательные формирования областных служб по запросам Глав Венгеровского района Новосибирской области.

К перечню возможных последствий аварийных ситуаций (чрезвычайных ситуаций) на тепловых сетях и источниках тепловой энергии относятся:

- кратковременное нарушение теплоснабжения населения, объектов социальной сферы;
- полное ограничение режима потребления тепловой энергии для населения, объектов социальной сферы;
- причинение вреда третьим лицам;
- разрушение объектов теплоснабжения (котлов, тепловых сетей, котельных);
- отсутствие теплоснабжения более 24 часов (одни сутки).

### **1. Риски возникновения аварий, масштабы и последствия**

Вид аварии	Причина возникновения аварии	Масштаб аварии и последствия	Уровень реагирования	Примечание
Остановка котельной	Прекращение подачи электроэнергии	Прекращение циркуляции воды в систему отопления всех потребителей, понижение температуры в зданиях и домах,	Муниципальный	Котельные снабжены резервными источниками подачи электроэнергии, поэтому риск



		размораживание тепловых сетей и отопительных сетей		возникновения аварии минимальный
Остановка котельной	Прекращение подачи топлива	Прекращение подачи горячей воды в систему отопления всех потребителей, понижение температуры в зданиях и домах	Локальный	В каждой тепло-, водо-, электроснабжающей организации организованы оперативно-диспетчерская и дежурные службы для оперативного реагирования и ликвидации последствий аварийных ситуаций
Порыв тепловых сетей	Предельный износ сетей, гидродинамические удары	Прекращение подачи горячей воды в систему отопления всех потребителей, понижение температуры в зданиях и домах, размораживание тепловых сетей и отопительных батарей	Муниципальный	
Кратковременное нарушение теплоснабжения объектов жилищно-коммунального хозяйства, социальной сферы	Прорыв на тепловых сетях, человеческий фактор	Прекращение циркуляции воды в систему отопления всех потребителей, понижение температуры в зданиях и домах	Локальный	

## 2. Этапы организации работ по ликвидации аварий

Первый этап - принятие экстренных мер по локализации и ликвидации последствий аварий и передача информации (оповещение) через Единую дежурно-диспетчерскую службу Венгеровского района Новосибирской области (далее - ЕДДС) руководителей администрации Венгеровского района Новосибирской области, взаимодействующих структур и органов повседневного управления силами и средствами, привлекаемых к ликвидации аварийных ситуаций.

При возникновении аварийных ситуаций, старший по должности из числа оперативно-дежурного персонала обязан:

- составить общую картину характера, места, размеров технологического нарушения;
- отключить и убедиться в отключении поврежденного оборудования, трубопровода и принять меры к отключению оборудования, работающего в опасной зоне;
- организовать предотвращение развития технологического нарушения;
- принять меры к обеспечению безопасности персонала, находящегося в опасной зоне;
- немедленно организовать первую помощь пострадавшим и при необходимости их доставку в медицинские учреждения;
- сообщить о произошедшем нарушении в ЕДДС;

- сохранить до начала расследования обстановку, какой она была на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью других лиц и не ведет к продолжению аварии, а в случае невозможности ее сохранения, зафиксировать сложившуюся обстановку (сделать фотографии).

Самостоятельные действия обслуживающего оперативного персонала не должны противоречить требованиям действующих инструкций с обеспечением:

- сохранности жизни людей;
- сохранности оборудования;
- своевременного восстановления нормального режима работы системы теплоснабжения.

Второй этап - принятие решения о вводе режима аварийной ситуации и оперативное планирование действий.

- проводится уточнение характера и масштабов аварийной ситуации, сложившейся обстановки и прогнозирование ее развития;
- разрабатывается план-график проведения работ и решение о вводе режима аварийной ситуации;
- решение о введении режима ограничения или отключения подачи теплоносителя потребителям при аварии принимается руководителем соответствующей теплоснабжающей организации по согласованию с главой администрации города;
- определяется достаточность привлекаемых к ликвидации аварии сил и средств;
- по мере необходимости привлекаются остальные имеющиеся силы и средства;
- все сообщения, получаемые в процессе функционирования тепло-, водо-, электроснабжающих организаций, исполнителей коммунальных услуг, потребителей тепловой энергии фиксируются в соответствующих журналах с отметкой времени получения информации и фамилии лиц, передавших(получивших) сообщения;
- общую координацию действий указанных выше лиц, осуществляет оперативный дежурный ЕДДС. Обо всех аварийных ситуациях на котельных и сетях оперативный дежурный ЕДДС извещает главу администрации (или назначенное им должностное лицо).

Третий этап - организация проведения мероприятий по ликвидации аварий и первоочередного жизнеобеспечения пострадавшего населения.

Координацию работ по ликвидации аварии на муниципальном уровне осуществляет комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности Венгеровского района (далее - Комиссия), на объектовом уровне - руководитель организации, осуществляющей эксплуатацию объекта.

- проводятся мероприятия по ликвидации аварии и организации первоочередного жизнеобеспечения населения;
- после ликвидации аварийной ситуации готовится решение об отмене режима аварийной ситуации.

### 3. Обеспечение готовности к действиям по локализации ликвидации последствий аварии

В случае возникновения аварийной ситуации организации электро-, водо-, теплоснабжения:

- иметь утвержденные инструкции с разработанным оперативным планом действий при технологических нарушениях, ограничениях и отключениях исполнителей коммунальных услуг и потребителей тепловой энергии при временном недостатке энергоресурсов или топлива;
- при получении информации о технологических нарушениях на инженерно-технических сетях или нарушениях установленных режимов энергосбережения обеспечить выезд на место своих представителей;
- произвести работы по ликвидации аварии на обслуживаемых инженерных сетях в минимально установленные сроки;

- принять меры по охране опасных зон (место аварии необходимо оградить, обозначить знаком и обеспечить постоянное наблюдение в целях предупреждения случайного попадания пешеходов и транспортных средств в опасную зону);
- довести до оперативного дежурного ЕДДС информацию о прекращении или ограничении подачи теплоносителя, длительности отключения с указанием причин, принимаемых мерах и сроках устранения.

Обязанности исполнителей коммунальных услуг и потребителей тепловой энергии:

- принять меры (в границах эксплуатационной ответственности) по ликвидации аварий и нарушений на инженерных сетях, утечек на инженерных сетях, находящихся на их балансе и во внутридомовых системах;
- информировать обо всех происшествиях, связанных с повреждениями тепловых сетей оперативного дежурного ЕДДС, оперативно-диспетчерских служб теплоснабжающих организаций.

Во всех подъездах многоквартирных домов лицами, ответственными за их содержание, должны быть оформлены таблички с указанием адресов и номеров телефонов для сообщения об авариях и нарушениях работы систем отопления.

При аварийных ситуациях в помещениях собственников многоквартирных домов, связанных с угрозой размораживания системы отопления исполнители коммунальных услуг организуют своевременный слив теплоносителя из системы отопления.

Расследование аварий должно быть начато немедленно после их происшествия и окончено в сроки, установленные приказом или распоряжением о назначении комиссии по расследованию аварии (инцидента), но не позднее 10 рабочих дней при аварии.

#### 4. Порядок оповещения при возникновении аварийной ситуации

№ п/п	Наименование аварийных ситуаций	Срок исполнения	Исполнитель
1	При поступлении информации (сигнала) в оперативно-диспетчерские службы электро-, водо-, теплоснабжающих организаций об аварийной ситуации: - определение объема последствий аварийной ситуации (жилых домов, котельных, водозаборов, учреждений здравоохранения, учреждений с круглосуточным пребыванием групп населения); - принятие мер по бесперебойному обеспечению теплом и электроэнергией объектов жизнеобеспечения населения муниципального образования - организация работ по восстановлению линий систем ресурсообеспечения при авариях на них; - принятие мер для обеспечения электроэнергией учреждений здравоохранения, учреждений с круглосуточным пребыванием групп населения	немедленно	Оперативно-диспетчерские и аварийно-восстановительные службы, руководители электро-, водо-, теплоснабжающих организаций
2	При поступлении сигнала в ЕДДС об аварийной ситуации:	немедленно	Оперативный дежурный ЕДДС
	- доведение информации до заместителя главы администрации района по вопросам коммунального хозяйства и транспорта и председателя Комиссии;		
	- сбор членов Комиссии	1 час 30 мин.	

3	Организация работы Комиссии	2 часа 30 мин.	Председатель Комиссии
4	Проведение анализа по устойчивости функционирования систем отопления в условиях критически низких температур при отсутствии энергоснабжения и предоставление рекомендаций по Порядку ликвидации аварийной ситуации в администрацию района и Комиссию	2 часа	Руководители теплоснабжающих организаций
5	При необходимости выезд Комиссии на место аварии. Проведение анализа обстановки, определение возможных последствий аварии и необходимых сил и средств для ее ликвидации. Определение количества предприятий с безостановочным циклом работ, учреждений здравоохранения, учреждений с круглосуточным пребыванием групп населения, попадающих в зону аварийной ситуации	2 часа 00 мин. — 3 часа 00 мин.	Председатель Комиссии
6	Оповещение населения об аварийной ситуации (при необходимости)	3 часа 00 мин.	Председатель Комиссии
7	Организация сбора и обобщения информации: - о ходе развития аварии и проведения работ по ее ликвидации; - о состоянии безопасности объектов ресурсообеспечения; - о состоянии котельных, тепловых пунктов, систем энергоснабжения	Через каждые: 1 час (в течение первых суток) 2 часа (в последующие сутки)	Оперативный дежурный ЕДДС
8	Организация контроля за устойчивой работой объектов и систем ресурсоснабжения	постоянно, в ходе ликвидации аварии	Руководители электро-, водо-, теплоснабжающих организаций
9	Проведение мероприятий по обеспечению общественного порядка и обеспечение беспрепятственного проезда спецтехники в район аварии	3 часа 00 мин.	МО МВД России «Венгеровский»
10	Доведение информации до членов Комиссии о ходе работ по ликвидации аварии и необходимости привлечения дополнительных сил и средств	3 часа 00 мин.	Председатель Комиссии
11	Привлечение дополнительных сил и средств, необходимых для ликвидации аварии	по решению Комиссии	

## Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

### 10.1 Техничко-экономическая информация по строительству новых котельных

Расчет финансовых потребностей для строительства котельных выполнен по укрупненным показателям базисной стоимости и по данным цен заводов изготовителей с учетом:

- стоимости оборудования блочно-модульной котельной;
- затрат на подготовку площадки под строительство;
- затрат на сооружение топливного склада и оборудования топливоподачи;
- затрат на строительно-монтажные и пуско-наладочные работы;
- прочих расходов, в том числе затрат на разработку ТЭО и прединвестиционные работы;
- непредвиденных расходов.

Анализ цен заводов-изготовителей на блочно-модульные твердотопливные котельные показывает, что их стоимость в значительной степени зависит от тепловой мощности котельной, комплектации отечественным или импортным оборудованием и составляет от 50 до 250 тыс. долл./МВт, в том числе:

- котельных до 1 МВт – 80-150 тыс. долл./МВт;
- котельных от 1 до 2,5 МВт – 150-88 тыс. долл./МВт;
- котельных от 2,5 до 5 МВт – 88-125 тыс. долл./МВт;

Стоимость строительства ЦТП составляет 18-24 тыс. долл./МВт (отечественное оборудование) и 30-40 тыс. долл./МВт (импортное оборудование).

**Таблица65 - Основные технико-экономические показатели газовых котельных**

Параметры	Установленная тепловая мощность, МВт				
	До 1	5	10	20	более 20
Удельные капвложения, тыс долл/МВт	240	150	120	100	75
Штатный коэффициент, чел/МВт	6	4	3,5	2,	0,5
Удельный расход топлива на отпуск тепла, кгут/Гкал	164	162	159	160	162

Удельный расход электроэнергии на собственные нужды новой котельной принят на уровне 25 кВт ч/МВт тепловой энергии, отпущенной в сеть.

Стоимость текущего и капитального ремонта оборудования принята в объеме 0,3 % от стоимости оборудования котельной.

Затраты на оплату труда определены исходя из штатного коэффициента 1,3-2 чел./МВт установленной мощности крупных котельных и не менее 6 человек для котельных мощностью менее 3 МВт. Заработная плата – 20 тыс. руб. в месяц. Отчисления на социальные нужды – 30 % от фонда оплаты труда.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из срока службы оборудования, равного 20 годам.

Стоимость оборудования котельных принимается 23-65 %, СМР – 30-63%, прочие затраты 5-14 % (таблица 66). Привязка к местности предполагает увеличение капиталовложений до 40 %.

**Таблица 66** - Инвестиционные затраты при строительстве или реконструкции котельных, %

Состав затрат	Поэлементная поставка котлов	Крупные котельные	Блочно-модульные котельные
Оборудование	35	23	65
Строительно-монтажные и наладочные работы	50	63	30
Прочие расходы	15	14	5

## 10.2 Стоимости отдельных видов работ ТЭЦ, котельных и тепловых сетей

Для учета стоимости проектно-изыскательских работ (ПИР) и проектно-сметной документации (ПСД) используется «Справочник базовых цен на проектные работы для строительства». Базовые цены на проектные работы установлены по состоянию на 1 января 2001 г.

Базовая цена разработки проектной документации (проект + рабочая документация) установлена от общей стоимости строительства по итогу сводного сметного расчета стоимости строительства.

Таким образом, стоимость ПИР и ПСД в зависимости от полной стоимости строительства составляет (таблица 67):

**Таблица 67** - Доля ПИР и ПСД в зависимости от полной стоимости объекта

ГТУ ТЭЦ мощностью более 30 МВт	ПГУ ТЭЦ	Отдельные котельные	Тепловые сети
8,9-2,3 %	9,79-2,53 %	9,2-3,4 %	9,6-4,65 %

Распределение стоимости базовой цены разработки проекта (ТЭО) и рабочей документации по составляющим теплоснабжающей системы составляет (таблица 68):

**Таблица68 - Распределение стоимости базовой цены разработки проекта (ТЭО) и рабочей документации**

Тип документации	ГТУ ТЭЦ	ПГУ ТЭЦ	Отдельные котельные	Тепловые сети
ТЭО	20 %	20 %	20 %	16 %
РД	80 %	80 %	80 %	84 %

Оценка предварительных затрат в тепловые сети в условиях Вознесенского сельского поселения основывается на принятой базовой стоимости комплекта труб в полипеноуритановой (ППУ) изоляции (таблица 69).

**Таблица69 - Стоимость трубопроводов тепловых сетей (в ценах 2012 г)**

Диаметр трубы/стенка трубы/диаметр оболочки, мм	Цена, руб/пм		
	Трубы в ППУ	Трубы в ППУ с учетом отводов, изоляции стыков, манжет и пр	Новое строительство на неподвижных опорах
57/3,5/125	576	806,4	2016
57/3,5/140	637	891,8	2229,5
76/3,5/140	714	999,6	2499
76/3,5/160	768	1075,2	2688
89/4,0/160	824	1153,6	2884
89/4,0/180	901	1261,4	3153,5
108/4,0/180	1020	1428	3570
108/4,0/200	1081	1513,4	3783,5
133/4,0/225	1274	1783,6	4459
133/4,0/250	1420	1988	4970
159/4,5/250	1602	2242,8	5607
159/4,5/280	1750	2450	6125
219/6,0/315	2643	3700,2	9250,5
219/6,0/355	3034	4247,6	10619
273/6,0/400	4387	6141,8	15354,5
273/6,0/450	4714	6599,6	16499
325/6,0/450	5012	7016,8	17542
325/6,0/500	5517	7723,8	19309,5
426/7,0/560	6762	9466,8	23667
426/7,0/630	7614	10659,6	26649

Для тепловых сетей принята стоимость оборудования и материалов на уровне 65 %, стоимость СМР (с учетом наладки) – 30 %, непредвиденные расходы – 5 %.

При использовании цен сметно-нормативной базы 2001 года для формирования цен 2-го квартала 2013 г. используются индексы изменения стоимости по: СМР, пусконаладочным работам, ПИР и ПСД, прочим затратам, а также оборудования, рекомендуемые Минрегионом России для Новосибирской области (таблица 70). При использовании цен 1985 г. используется коэффициент 1,57 для формирования базы цен

1991 г., в дальнейшем коэффициенты: оборудование – 21, СМР – 15,5 и прочие затраты – 6,5 для формирования цен 2001 г.

**Таблица 70** - Индексы изменения сметной стоимости СМР, пусконаладочных работ, проектных и изыскательских, прочих работ и затрат для Новосибирской области

СМР и пусконаладочные работы		ПИР и ПСД	Прочие работы и затраты	Сети газоснабжения
Котельные	Тепловые сети			
5,46	4,35	7,24	5,53	4,44

### **10.3 Особенности учета демонтажа, ликвидации и динамики строительства энергетического оборудования**

#### **10.3.1 Демонтаж энергетического оборудования**

В связи с истечением срока эксплуатации существующего энергетического оборудования необходимо рассматривать вопросы о его возможной замене, продлением срока эксплуатации или демонтажа оборудования.

В условиях демонтажа энергетического оборудования используется укрупненный подход оценки требуемых инвестиционных затрат, который заключается в следующем:

- производится оценка возможной стоимости основного оборудования (котлы, турбины) в ценах 2012 г., а также возможной стоимости строительно-монтажных работ конкретного типа оборудования в рамках энергоисточника (ТЭЦ, котельная);

- для паровых котлов от 10 до 160 т/ч в зависимости от параметров пара определяются необходимые издержки для демонтажа на условиях ликвидации оборудования (при этом возможности сдачи металла в металлолом не учитываются, т.к. это своя проблема). Аналогичным образом оцениваются энергетические котлы производительностью до 500 т/ч пара;

- среди водогрейных котлов в основу приняты котлы мощностью 100 Гкал/ч. Посредством удельных показателей определяются цены демонтажа для других типов котлов с введением поправок;

- аналогичным образом, оценивается стоимость СМР;

- в дальнейшем от стоимости определенного оборудования и СМР в ценах 2012 г. с помощью экспертных коэффициентов (основанных на металлоемкости оборудования, типа и параметров теплоносителя) вводится оценка инвестиционных затрат. При этом доля учета для СМР колеблется в диапазоне 1-3 %, а для оборудования в диапазоне 1-3 но со значительной градацией для паровых котлов.



### **10.3.2 Ликвидация котельных**

При ликвидации котельной в связи с ее закрытием и передачей потребностей потребителей в тепле другим источникам предлагается:

1. При закрытии котельной не учитывать необходимость вложения инвестиций, а считать, что котельная, находящаяся на балансе в теплоснабжающей организации, и может быть в дальнейшем реализована путем продажи части основных фондов для дальнейшего использования территории, строений и т.д. в более благоприятной рыночной атмосфере.
2. В условиях переоборудования (перепрофилирования) котельной в ЦТП или ином техническом решении, затраты учитываются.

### **10.3.3 Динамика строительства и распределения инвестиционных затрат**

Для учета динамики вложения инвестиций приняты следующие рекомендации:

1. Временной интервал – календарный год.
2. Первый год связан с вложением инвестиций в разработку ПИР и ПСД.
3. В дальнейшем следует фаза работ, связанная с заказом энергетического оборудования и строительством. Для блочно-модульной котельной принято, что оборудование готово и в течение года может быть смонтировано и подготовлено к пуску. Для мини-ТЭЦ требуется заказ оборудования и его изготовление, далее строительство и монтаж (обычно сроки составляют 18-24 месяца) – принимаем 2 года. При строительстве блоков ПГУ принято, что фаза заказа оборудования и строительства составляет не менее 3 лет.
4. В год вывода блока на расчетный режим вводятся затраты на пуско-наладочные работы и прочие издержки.

## **10.4 Обоснования затрат в реконструкцию систем теплоснабжения при переводе с открытой схемы на закрытую схему горячего водоснабжения**

### **10.4.1 Техническая и экономическая целесообразность**

Исторически проектирование ТСС в России было направлено по пути упрощенных решений в виде тупиковых (древовидных) схем, как правило, с открытой схемой горячего водоснабжения и зависимым элеваторным (или непосредственным) присоединением отопительной нагрузки, без устройства автоматического регулирования отпуска и потребления тепловой энергии. Недостатки открытой схемы хорошо известны.

Это не только наиболее расточительный вариант ГВС с точки зрения энергосбережения, но и крайне вредный для здоровья жителей, и сложный для эксплуатации.

В 60-80-х годах в крупных системах централизованного теплоснабжения получило широкое применение горячее водоснабжение с центральными тепловыми пунктами (ЦТП). На них осуществляется присоединение теплопотребляющих установок группы жилых и общественных зданий микрорайона к тепловой сети через теплообменники. Применение ЦТП в свое время упрощало эксплуатацию вследствие уменьшения количества узлов обслуживания и повышение комфорта в теплоснабжаемых зданиях благодаря выносу всех насосных установок, являющихся источником шума, в изолированное помещение ЦТП.

Получили развитие и сейчас являются наиболее перспективным направлением развития систем теплоснабжения индивидуальные тепловые пункты (ИТП). Они имеют преимущества перед ЦТП, но поскольку устанавливаются индивидуально для каждого потребителя, что позволяет осуществлять более точную регулировку и контроль системы.

Закрытая схема горячего водоснабжения имеет ряд преимуществ перед открытой. Основным является подача горячей воды потребителю питьевого качества, т.к. подается просто подогретая вода, которая подается и для холодного водоснабжения. В открытых системах вода подается приготовленная на источнике тепла с учетом водоподготовки по требованию эксплуатации оборудования, что сопровождается использованием специальных реагентов. В закрытых системах значительно снижается расход подпиточной воды, т.к. отсутствуют сливы горячей воды у потребителей кроме нормативных и ненормативных утечек.

В системе теплоснабжения деревни Селикла не предусмотрена система ГВС.

## **10.5 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей**

### **10.5.1 Строительство новых котельных**

Для покрытия перспективных нагрузок при застройке нового микрорайон деревни Селикла не требуется строительство новых котельных.

### **10.5.2 Реконструкция существующих котельных**

В связи с тем, что котельная в деревне Селикла построена в январе 2013 года ее реконструкция не требуется.

### **10.5.3 Строительство новых БМК с передачей на них нагрузок от котельных выводимых из эксплуатации**

Для покрытия перспективных нагрузок при застройке нового микрорайон деревни Селикла не требуется строительство новых котельных.

### **10.5.4 Оснащение приборами учета тепловой энергии котельных**

Узел учета на котельной – это комплекс приборов и устройств, предназначенный для учета тепловой энергии, теплоносителя, а также для контроля и регистрации его параметров. Конструктивно узел учета представляет собой набор «модулей», которые врезаются в трубопроводы. В узел учета тепла входят: вычислитель, преобразователи расхода, температуры, давления, приборы индикации температуры и давления, а также запорная арматура.

В настоящее время на российском рынке представлен широкий спектр выбора различных узлов учета на основе теплосчетчиков ВКТ, СПТ «Логика», Взлет, ТеРосс, ТЭМ, ТСК, ЭСКО, МКТС, КМ-5, Магика, SA-94 и др.

Так, например, теплосчетчик МКТС позволяет реализовать любую из схем узлов учёта систем теплоснабжения, приведенных в «Правилах учёта тепловой энергии и теплоносителя» причём одновременно может быть до четырёх узлов учёта. Теплосчетчик представляет собой многофункциональный многоканальный прибор модульного исполнения и состоит из измерительных преобразователей расхода, давления, термопреобразователей и вычислительного устройства, соединенных между собой линиями связи.

Стоимость оборудования технического узла учета на основе теплосчетчика МКТС складывается из проектной документации и стоимости оборудования, в зависимости от тепловой мощности потребителя. Стоимость оборудования зависит от количества расходомеров и термопреобразователей.

Для одного потребителя стоимость технического узла учета составляет порядка 315,626 тыс. руб с НДС (таблица 71).

Указанная стоимость может увеличиваться в зависимости от объема дополнительного оборудования (например, устройства для сетей диспетчеризации, радиомодем, контроллеры-регуляторы и т.п.) и дополнительных услуг по обучению персонала по работе с приборами, оказание консультационных услуг, поверка и т.п.

На котельной деревни Селикла организован приборный учет тепловой энергии и теплоносителя, а также контроль их параметров.

#### 10.5.5 Оснащение приборами учета тепловой энергии потребителей

Вопросы учета тепловой энергии регулируются Федеральным законом от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (ст. 13).

В настоящее время узлы ввода тепловой энергии к потребителям деревни Селикла не оборудованы приборами учета тепловой энергии.

Исходя из Федерального законодательства приборами учета должны быть оснащены все потребители (организации, здания, сооружения и многоквартирные дома) до 1 января 2012 г. Таким образом, Схемой теплоснабжения предусматривается установка узлов учета тепловой энергии в 4 зданиях дер. Селикла.

Стоимость организации приборного учета в 4 зданиях деревни Селикла составит почти 1,26 млн. руб.

**Таблица 71 - Стоимость организации приборного узла учета, руб**

	Стоимость
Проектная документация	87640
Комплект многопоточного теплосчетчика МКТС с четырьмя расходомерами	179840
Итого	267480
НДС	48146
<b>Смета</b>	<b>315626</b>

#### 10.6 Реконструкция и развитие трубопроводов тепловых сетей

Для реализации предложений по развитию систем теплоснабжения необходимо построить 40 м тепловых сетей, что потребует вложения инвестиций в размере 0,09 млн. руб. (таблица 72).

Финансовые затраты по перекладке тепловых сетей от существующей котельной дер. Селикла составят – 0,565 млн. руб (таблица 73).

**Таблица 72 - Стоимость трубопроводов тепловых сетей (в ценах 2012 г)**

Диаметр трубы/стенка трубы/диаметр оболочки, мм	Цена, руб/пм		
	Трубы в ППУ	Трубы в ППУ с учетом отводов, изоляции стыков, манжет и пр	Новое строительство на неподвижных опорах
57/3,5/125	576	806,4	2016

Диаметр трубы/стенка трубы/диаметр оболочки, мм	Цена, руб/пм		
	Трубы в ППУ	Трубы в ППУ с учетом отводов, изоляции стыков, манжет и пр	Новое строительство на неподвижных опорах
57/3,5/140	637	891,8	2229,5
76/3,5/140	714	999,6	2499
76/3,5/160	768	1075,2	2688
89/4,0/160	824	1153,6	2884
89/4,0/180	901	1261,4	3153,5
108/4,0/180	1020	1428	3570
108/4,0/200	1081	1513,4	3783,5
133/4,0/225	1274	1783,6	4459
133/4,0/250	1420	1988	4970
159/4,5/250	1602	2242,8	5607
159/4,5/280	1750	2450	6125
219/6,0/315	2643	3700,2	9250,5
219/6,0/355	3034	4247,6	10619
273/6,0/400	4387	6141,8	15354,5
273/6,0/450	4714	6599,6	16499
325/6,0/450	5012	7016,8	17542
325/6,0/500	5517	7723,8	19309,5
426/7,0/560	6762	9466,8	23667
426/7,0/630	7614	10659,6	26649

**Таблица 73 - Финансовые потребности в реализацию предложений по перекладке тепловых сетей от энергоисточника, млн руб**

Объект	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2013 г	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	СМР и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПДС	Всего капитальные затраты	НДС	Всего смета проекта
<b>Перекладка тепловых сетей дер. Селикла</b>											
Сети отопления	50	228	0,407	0,407	0,264	0,122	0,020	0,028	0,435	0,078	0,513
	70	19	0,041	0,041	0,027	0,012	0,002	0,003	0,044	0,008	0,052
<b>Итого тепловые сети от котельной дер. Селикла</b>		<b>247</b>	<b>0,448</b>	<b>0,448</b>	<b>0,291</b>	<b>0,134</b>	<b>0,022</b>	<b>0,031</b>	<b>0,479</b>	<b>0,086</b>	<b>0,565</b>

## **10.7 Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности**

Финансирование мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей может осуществляться из двух основных групп источников: бюджетных и внебюджетных.

Бюджетное финансирование указанных проектов осуществляется из бюджета Российской Федерации, бюджетов субъектов Российской Федерации и местных бюджетов в соответствии с Бюджетным кодексом РФ и другими нормативно-правовыми актами.

Дополнительная государственная поддержка может быть оказана в соответствии с законодательством о государственной поддержке инвестиционной деятельности, в том числе при реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Внебюджетное финансирование осуществляется за счет собственных средств теплоснабжающих и теплосетевых предприятий, состоящих из прибыли и амортизационных отчислений.

В соответствии с действующим законодательством и по согласованию с органами тарифного регулирования в тарифы теплоснабжающих и теплосетевых организаций может включаться инвестиционная составляющая, необходимая для реализации указанных выше мероприятий.

### **10.7.1 Собственные средства энергоснабжающих предприятий**

*Прибыль.* Чистая прибыль предприятия – один из основных источников инвестиционных средств на предприятиях любой формы собственности.

Основные теплоснабжающие предприятия деревни Селикла по итогам 2012 года имели положительную рентабельность.

*Амортизационные фонды.* Амортизационный фонд – это денежные средства, накопленные за счет амортизационных отчислений основных средств (основных фондов) и предназначенные для восстановления изношенных основных средств и приобретения новых.

Создание амортизационных фондов и их использование в качестве источников инвестиций связано с рядом сложностей.

Во-первых, денежные средства в виде выручки поступают общей суммой, не выделяя отдельно амортизацию и другие её составляющие, такие как прибыль или различные

элементы затрат. Таким образом, предприятие использует все поступающие средства по собственному усмотрению, без учета целевого назначения. Однако осуществление инвестиций требует значительных единовременных денежных вложений. С другой стороны, создание амортизационного фонда на предприятии может оказаться экономически нецелесообразным, так как это требует отвлечения из оборота денежных средств, которые зачастую являются дефицитным активом.

В современной отечественной практике амортизация не играет существенной роли в техническом перевооружении и модернизации фирм, вследствие того, что этот фонд на поверку является чисто учетным, «бумажным». Наличие этого фонда не означает наличия оборотных средств, прежде всего денежных, которые могут быть инвестированы в новое оборудование и новые технологии.

В этой связи встает вопрос стимулирования предприятий в использовании амортизации не только как инструмента возмещения затрат на приобретение основных средств, но и как источника технической модернизации.

Этого можно достичь лишь при создании целевых фондов денежных средств.

Коммерческий хозяйствующий субъект должен быть экономически заинтересован в накоплении фонда денежных средств в качестве источника финансирования технической модернизации. Необходим механизм стимулирования предприятий по созданию фондов для финансирования обновления материально-технической базы.

*Инвестиционные составляющие в тарифах на тепловую энергию.* В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 N 190-ФЗ «О теплоснабжении», органы исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) устанавливают следующие тарифы:

- тарифы на тепловую энергию (мощность), производимую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более;
- тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям, а также тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями другим теплоснабжающим организациям;
- тарифы на теплоноситель, поставляемый теплоснабжающими организациями потребителям, другим теплоснабжающим организациям;
- тарифы на услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;



- плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии;

- плата за подключение к системе теплоснабжения.

В соответствии со ст.23 закона, «Организация развития систем теплоснабжения поселений, городских округов», п.2, развитие системы теплоснабжения поселения или городского округа осуществляется на основании схемы теплоснабжения, которая должна соответствовать документам территориального планирования поселения или городского округа, в том числе схеме планируемого размещения объектов теплоснабжения в границах поселения или городского округа.

Согласно п.4, реализация включенных в схему теплоснабжения мероприятий по развитию системы теплоснабжения осуществляется в соответствии с инвестиционными программами теплоснабжающих или теплосетевых организаций и организаций, владеющих источниками тепловой энергии, утвержденными уполномоченными органами в порядке, установленном правилами согласования и утверждения инвестиционных программ в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Важное положение установлено также ст.10 «Сущность и порядок государственного регулирования цен (тарифов) на тепловую энергию (мощность)», п.8, который регламентирует возможное увеличение тарифов, обусловленное необходимостью возмещения затрат на реализацию инвестиционных программ теплоснабжающих организаций. В этом случае решение об установлении для теплоснабжающих организаций или теплосетевых организаций тарифов на уровне выше установленного предельного максимального уровня может приниматься органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования цен (тарифов) самостоятельно, без согласования с ФСТ.

Необходимым условием принятия такого решения является утверждение инвестиционных программ теплоснабжающих организаций в порядке, установленном Правилами утверждения и согласования инвестиционных программ в сфере теплоснабжения.

Правила утверждения и согласования инвестиционных программ в сфере теплоснабжения должны быть утверждены Правительством Российской Федерации, однако в настоящее время существует только проект постановления Правительства РФ.

Проект Правил содержит следующие важные положения:

1. Под инвестиционной программой понимается программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по строительству, капитальному ремонту, реконструкции и (или)

модернизации источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, подключения теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения.

2. Утверждение инвестиционных программ осуществляется органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации по согласованию с органами местного самоуправления поселений, городских округов.

3. В инвестиционную программу подлежат включению инвестиционные проекты, целесообразность реализации которых обоснована в схемах теплоснабжения соответствующих поселений, городских округов.

4. Инвестиционная программа составляется по форме, утверждаемой федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации.

Относительно порядка утверждения инвестиционной программы указано, что орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации:

- обязан утвердить инвестиционную программу в случае, если ее реализация не приводит к превышению предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающими организациями потребителям на территории субъекта РФ;

- обязан утвердить инвестиционную программу в случае, если ее реализация приводит к превышению предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), но при этом сокращение инвестиционной программы приводит к сохранению неудовлетворительного состояния надежности и качества теплоснабжения, или ухудшению данного состояния;

- вправе отказать в согласовании инвестиционной программы в случае, если ее реализация приводит к превышению предельных (минимального и (или) максимального) уровней тарифов на тепловую энергию (мощность), при этом отсутствуют обстоятельства, указанные в предыдущем пункте.

До принятия всех необходимых подзаконных актов к Федеральному Закону РФ № 190-ФЗ, решение об учете инвестиционных программ и проектов при расчете процента повышения тарифа на тепловую энергию принимается ФСТ РФ.

## **10.7.2 Бюджетное финансирование**

*Федеральный бюджет.* Возможность финансирования мероприятий Программы из средств федерального бюджета рассматривается в установленном порядке на федеральном уровне при принятии соответствующих федеральных целевых программ.

Распоряжением Правительства Российской Федерации от 02.02.2010 № 102-р была утверждена Концепция федеральной целевой программы «Комплексная программа модернизации и реформирования жилищно-коммунального хозяйства на 2010-2020 годы».

На основании Концепции Минрегионом РФ разработан проект федеральной целевой программы «Комплексная программа модернизации и реформирования жилищно-коммунального хозяйства на 2013-2015 годы».

Согласно опубликованному проекту, целью Программы является повышение уровня надежности поставки коммунальных ресурсов и эффективности деятельности организаций коммунального хозяйства при обеспечении доступности коммунальных услуг для населения.

Планируемые к строительству потребители, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению, за счет платы за подключение. Механизм подключения новых потребителей должен соответствовать ФЗ № 190 «О теплоснабжении».

Суммарные финансовые потребности для проведения замены тепловых сетей, исчерпавших нормативный срок службы и прокладки новых составляет – **0,655** млн. рублей (таблицы 74, 79).

При существующих тарифах на тепловую энергию, теплоснабжающее предприятие дер. Селикла не в состоянии выполнить замену изношенных сетей за свой счет.

Замена тепловых сетей должна производиться с привлечением долгосрочных кредитов.

## **10.8 Расчеты эффективности инвестиций**

### **10.8.1.1 Методические особенности оценки эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей**

Выбор перспективных вариантов развития и реконструкции систем теплоснабжения определялся исходя из эффективности капитальных вложений. В рассматриваемых вариантах предполагается использование существующих тепловых сетей (для отопления и горячего водоснабжения с их необходимой реконструкцией или развитием), а также

строительство новых и модернизация существующих тепловых источников (котельных) для обеспечения тепловой энергией перспективных тепловых нагрузок.

Методика оценки эффективности варианта сооружения новых энергоисточников (котельных) проводилась по следующим критериям:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД), представляющий собой сумму дисконтированных финансовых итогов за все годы функционирования объекта от начала вложения инвестиций до окончания эксплуатации (проекты, имеющие положительное значение ЧДД, не убыточны, так как отдача на капитал превышает вложенный капитал при данной норме дисконта);

- внутренняя норма доходности (ВНД), которая представляет собой ту норму дисконта, при которой отдача от инвестиционного проекта равна первоначальным инвестициям в проект;

- индекс выгодности инвестиций (ИВИ), т.е. отношение отдачи капитала (приведенных эффектов) к вложенному капиталу (при его использовании принимаются проекты, в которых значение этого показателя больше единицы);

- срок окупаемости или период возврата капитальных вложений, т.е. период, за который отдача на капитал достигает значения суммы первоначальных инвестиций (его рекомендуется вычислять с использованием дисконтирования).

Если в каком-то году значение ЧДД оказывается меньше нуля, то это означает, что проект не эффективен. Тогда необходимо определить цены на тепло или электроэнергию, при которых поток кассовой наличности и величина ЧДД становятся больше нуля. Поток кассовой наличности рассчитывается таким образом, чтобы возможные затраты и издержки (в том числе на модернизацию) могли быть компенсированы в любом году накопленными излишками.

#### **10.8.2 Цены на топливо и тарифы на электроэнергию и тепло**

Правительство РФ протоколом от 21.09.2011г. № 32 одобрило прогноз динамики стоимости услуг естественных монополий на период 2012-2014 гг (таблица 74).

**Таблица 74** - Прогноз динамики стоимости услуг естественных монополий на период 2012-2014 гг

	2012	2013	2014
Электроэнергия населению	3 %	8-9 %	10-12 %
Сетевые компании	6 %	10 %	9-10 %
Тариф на тепло	4,8 %	11 %	9,5-11 %
Сбытовая надбавка	6 %	5,5 %	5 %
Уголь	5,1 %	5,1 %	6,2 %

Индексация тарифов происходит каждый год летом, а не традиционно с 1 января. При этом у энергокомпаний есть возможность превышения установленных планок роста, если имеется необходимость в инвестировании.

Цены на покупку электроэнергии для всех потребителей, кроме населения, с 2011 г. в ценовых зонах являются «свободными».

Рост цен на электроэнергию (регулируемых тарифов и рыночных цен) для всех категорий потребителей предполагается в 2013-2014 гг. - 9-11% ежегодно, а для населения –8-9% (в 2013 г.) и 10-12% (в 2014 г.).

С учетом прогноза Минэкономразвития был сделан прогноз динамики изменения цен на электроэнергию для всех категорий потребителей и для населения (таблица 75).

**Таблица 75** - Прогноз цен на электроэнергию (на конец года), руб/тыс кВт ч

	2013	2014 оценка
Для всех категорий потребителей кроме населения	3578-3673	3895-4077
Для населения	3451-3514	3796-3936

Тарифы на тепловую энергию полностью регулируются государством.

Согласно прогнозам Минэкономразвития индексация регулируемых тарифов на тепловую энергию будет произведена в 2013 г. - на 8 % и в 2014 г. - на 12 %. В результате в среднем за год рост регулируемых цен на тепловую энергию составит в 2013 г. – 11% и в 2014 г. - 9,5-10%.

Однако министерство в своих комментариях отмечает, что региональные власти могут устанавливать и более высокие тарифные ставки, если существует критическая потребность в инвестициях в сектор.

С учетом предложенных темпов роста выполнен прогноз тарифов согласно прогноза Минэкономразвития на тепловую энергию для потребителей теплоснабжающей организации деревни Селикла Вознесенского сельсовета на период до 2029 года (таблица 76).

**Таблица 76** - Прогноз средних тарифов на тепловую энергию теплоснабжающей организации деревни Селикла до 2029 года

Наименование организации	2014	2015	2016	2017	2018	2022	2027
МУП ЖКХ «Вознесенское»	2151,8	2377,8	2639,3	2936,0	3269,3	4990,6	7338,8

### 10.8.3 Техническое перевооружение котельных

Модернизация котельной путем замены существующего оборудования на современное оборудование не предусмотрена.

#### **10.8.4 Замещение котельных путем строительства новых БМК**

В деревне Селикла установлена модульная котельная в январе 2013 года.

### **10.9 Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения**

#### **10.9.1 Строительство и модернизация котельных**

Схема теплоснабжения не предусматривает реконструкцию существующей и строительство новых котельных.

**Таблица 77 - Индексы роста цен и тарифов, индексы-дефляторы, опубликованные в прогнозе Минэкономразвития РФ до 2030 года.**

Показатель	Сцен	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Индексы роста цен и тарифов на энергию</b>																		
Тепловая энергия рост цен в среднем за год к предыдущему году, %	Inn	104,8	111	109,5	110	110,5	110,2	110	109	108,5	108,2	107,7	106,5	105,9	105,2	104,7	104,7	104,7
	En	106	112	110,5	111	111,2	111,4	111,1	111,3	110,9	111,3	109,2	108,4	108,1	107,4	107	105,5	105,5
Электроэнергия рост цен для всех потребителей, исключая население в среднем за год к предыдущему году, %	Inn	107	110,5	110	110,8	110,1	108	108,2	105,4	105	105,2	105,1	104,3	104,2	103,1	102,1	102,1	102,1
	En	107,5	112,7	112	112,5	111,5	107,2	104,8	105,5	103,2	105,8	105	104,9	104,8	105,1	103,4	104,6	104,6
<b>Индексы-дефляторы</b>																		
Индекс-дефлятор «производство, передача и распределение эл. эн., газа, пара и горячей воды»	-	104,5	112,2	110,9	111,7	110,3	109	109	107,1	106,7	106,7	106,6	105,6	105,1	104,2	103,4	103,4	103,4
Индекс-дефлятор «производство машин и оборудования, электрооборудования, транспортных средств»	-	105,2	105,4	105,5	105,1	106,4	106,4	106,4	105,1	104,8	104,7	104,6	104,1	103,7	103,1	102,5	102,8	102,8
Инфляция (ИПЦ) среднегодовая	-	104,8	106,2	105,2	104,9	104,9	104,8	104,7	104,4	104,2	104,1	104,0	103,6	103,3	103,0	103,1	103,2	103,2
<b>Прогноз цен и тарифов</b>																		
Средний тариф на тепловую энергию, руб/Гкал (без НДС)	-	620	691	761	840	932	1032	1141	1257	1379	1514	1641	1763	1887	2005	2123	2231	2231

Показатель	Сцен	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Индексы роста цен и тарифов на энергию</b>																		
Средний тариф на э/энергию на собственные нужды, руб/кВт ч (без НДС)	-	3,35	3,73	4,14	4,63	5,13	5,52	5,88	6,2	6,45	6,81	7,15	7,48	7,81	8,13	8,36	8,64	8,97

Еп – энергоемкий сценарий, Inn - инновационный сценарий

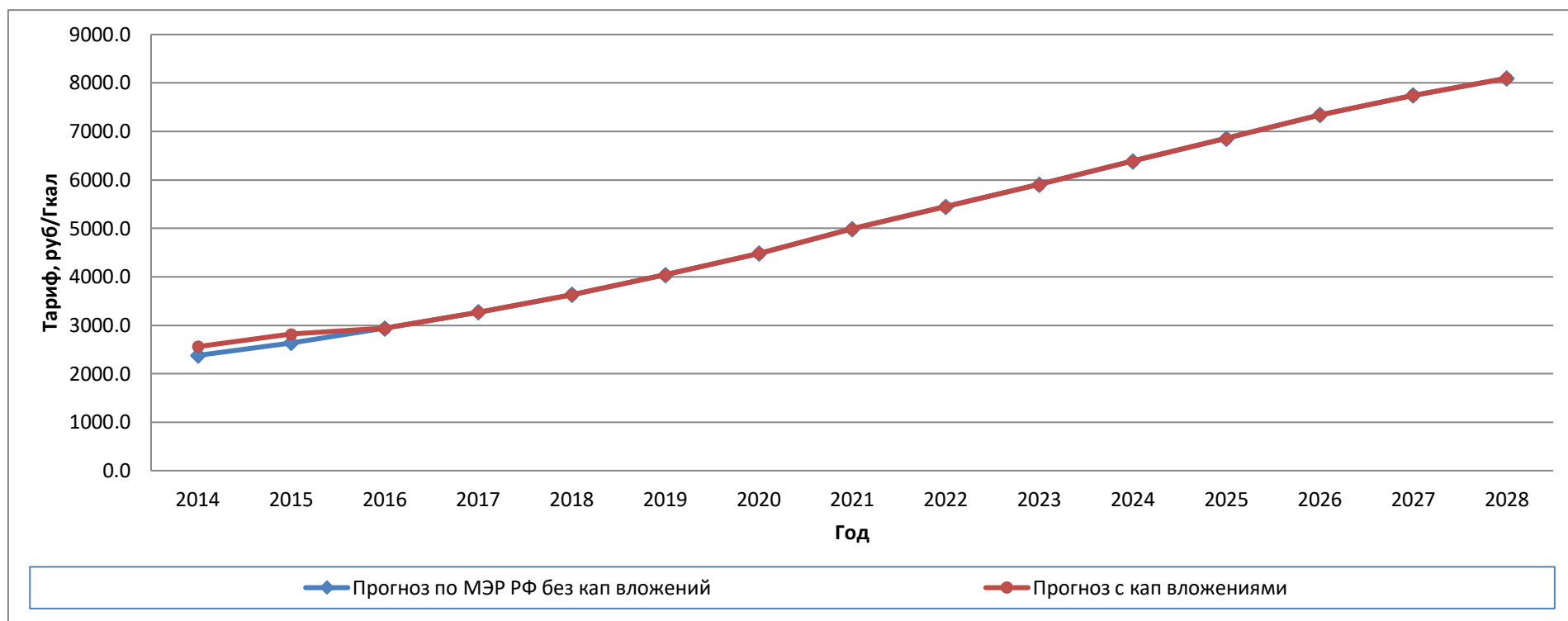
**Таблица78 - Суммарные капиталовложения в развитие новых тепловых сетей, млн руб**

Объект	Диаметр, мм	Длина, м	Сметная стоимость 2013 г	Стоимость с учетом привязки	Оборудование	СМР и наладочные работы	Непредвиденные расходы	ПИР и ПСД	Всего капитальные затраты	НДС	Всего смета проекта
<b>Прокладка новых тепловых сетей дер. Селикла</b>											
Сети отопления	50	40	0,071	0,071	0,046	0,021	0,004	0,005	0,076	0,014	0,090
<b>Итого новые тепловые сети от котельной дер. Селикла</b>		40	0,071	0,071	0,046	0,021	0,004	0,005	0,076	0,014	0,090
<b>Перекладка тепловых сетей дер. Селикла</b>											
Сети отопления	50	228	0,407	0,407	0,264	0,122	0,020	0,028	0,435	0,078	0,513
	70	19	0,041	0,041	0,027	0,012	0,002	0,003	0,044	0,008	0,052
<b>Итого тепловые сети от котельной дер. Селикла</b>		<b>247</b>	<b>0,448</b>	<b>0,448</b>	<b>0,291</b>	<b>0,134</b>	<b>0,022</b>	<b>0,031</b>	<b>0,479</b>	<b>0,086</b>	<b>0,565</b>
<b>ВСЕГО</b>		<b>287</b>	<b>0,519</b>	<b>0,519</b>	<b>0,337</b>	<b>0,155</b>	<b>0,026</b>	<b>0,315</b>	<b>0,555</b>	<b>0,1</b>	<b>0,655</b>



**Таблица 79 - Расчет инвестиционной составляющей в тарифе на тепловую энергию прогноз тарифа до 2029 года**

Мероприятия	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ежегодные капвложения, млн руб		0,11	0,11	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04
Выплата основной суммы кредитов, млн руб		0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Выплата процентов, млн руб		0,07	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00
Амортизационные отчисления от стоимости нового оборудования, млн руб		0,08	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02	0,04	0,04	0,04
Финансирование инвестиций из чистой прибыли (за вычетом амортизации), млн руб		0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,01	0,00	0,00
Налог на прибыль, млн руб		0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
Необходимая дополнительная валовая прибыль, млн руб		0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,01	0,00	0,00
Среднегодовой тариф, руб/Гкал (без НДС)		2559,23	2815,66	2936,61	3269,63	3630,94	4041,79	4482,57	4990,81	5448,65	5908,10	6385,49	6857,16	7338,87	7743,61	8096,29



**Рост среднего тарифа на тепловую энергию, руб/Гкал (без НДС)**

#### **10.10 Ценовые последствия развития схемы теплоснабжения деревни Сенликла на перспективу до 2029 года**

Выполненный анализ ценовых последствий проведения мероприятий по перекладке существующих сетей, строительству новых, а так же установке узлов учета у потребителей показывает изменение тарифа на тепловую энергию в результате проведения указанных мероприятий в период до 2029 года.

Основным фактором, влияющим на размер тарифа, являются размер ежегодной инвестиционной составляющей, финансируемой из амортизационных отчислений и прибыли. Снижение тарифа осуществляется по мере выплаты заемных средств и вследствие экономии топлива, получаемой в результате проведения мероприятий по повышению эффективности оборудования.

Начиная с 2016 года рост тарифов с учетом инвестиционной составляющей будет совпадать с ростом тарифов по прогнозу Минэкономразвития. В дальнейшем может произойти даже снижения тарифов, как результат экономии топлива от проводимых мероприятий по совершенствованию системы теплоснабжения дер Селикла.

## **Глава 11. Обоснование предложений по созданию единой (единых) теплоснабжающей (их) организации в деревне Селикла**

В соответствии со статьей 4 (пункт 2) Федерального закона от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении" Правительство Российской Федерации сформировало новые Правила организации теплоснабжения. В правилах, утвержденных Постановлением Правительства РФ, предписаны права и обязанности теплоснабжающих и теплосетевых организаций, иных владельцев источников тепловой энергии и тепловых сетей, потребителей тепловой энергии в сфере теплоснабжения. Из условий повышения качества обеспечения населения тепловой энергией в них предписана необходимость организации единых теплоснабжающих организаций (ЕТО). При разработке схемы теплоснабжения предусматривается включить в нее обоснование соответствия организации, предлагаемой в качестве единой теплоснабжающей организации, требованиям, установленным Постановлениями Правительства от 22 февраля 2012 г. № 154 и от 8 августа 2012 г. №808.

### **11.1 Основные положения по обоснованию ЕТО**

Основные положения по организации ЕТО в соответствии с Правилами заключаются в следующем.

1. Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (Министерством энергетики Правительства РФ) при утверждении схемы теплоснабжения города.

2. Если существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

3. Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение одного месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения, а также с даты опубликования (размещения) сообщения заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается

бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на официальном сайте поселения.

4. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана 1 заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности единой теплоснабжающей организации, уполномоченный орган присваивает статус единой теплоснабжающей организации одной из них.

5. Критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

- размер собственного капитала;

- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

6. В случае если заявка на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации подана организацией, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается данной организации.

Показатели рабочей мощности источников тепловой энергии и емкости тепловых сетей определяются на основании данных схемы (проекта схемы) теплоснабжения города.

7. В случае если заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации поданы от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью, и от организации, которая владеет на праве собственности или ином законном основании

тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается той организации из указанных, которая имеет наибольший размер собственного капитала. В случае если размеры собственных капиталов этих организаций различаются не более чем на 5 процентов, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии.

8. Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения и обосновывается в схеме теплоснабжения.

9. В случае если организациями не подано ни одной заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

10. Единая теплоснабжающая организация при осуществлении своей деятельности обязана:

- заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

- заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

- заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

11. В проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны (зон) деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций) определяются границами системы теплоснабжения. Они могут быть изменены в следующих случаях:

- подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;
- технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

## 11.2 Обоснование и предложения по определению ЕТО

Теплоснабжение деревни Селикла осуществляет одна теплоснабжающая организация ЗАО ЖКХ «Северное», поэтому статус ЕТО может быть рекомендовано присвоить этой организации.

Сведения о ней приведены в таблице 80.



Рисунок 55 - Зона теплоснабжения ЗАО «ЖКХ «Северное»

**Таблица80** - Сведения о теплоснабжающих организациях дер. Селикла по состоянию на 2023 год

Наименование организации (реквизиты, адрес)	Котельные			Тепловые сети			Границы эксплуатационной ответственности организации
	Название, адрес	Установленная мощность, Гкал/ч	Право собственности	Протяженность, км	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Право собственности	
ЗАО ЖКХ «Северное» Юридический адрес: 632080 Новосибирская область, Северный район, с.Северное, ул Ленина, 10  ИНН 5435111795 КПП 543501001	Котельная дер.Селикла,	0,43	концессия	0,247	0,246	концессия	Дер. Селикла Рисунок 55



### Список использованных источников

1. Постановление Правительства РФ от 22 Февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
2. Федеральный закон от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении».
3. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения МДК 4-05.2004.
4. Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России 30.12.2008 г. № 235
5. Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей. – М.: Государственное энергетическое издательство, 1959.
6. СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1989.
7. СНиП 2.04.14-88\*. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов/Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 1998.
8. Проект приказа Министра энергетики и Министра регионального развития РФ «Об утверждении методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения».
9. Проект приказа Министра регионального развития РФ «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии».
10. ГОСТ Р 53480 – 2009 «Надежность в технике. Термины и определения», разработанный ФГУП «ВНИИНМАШ».
11. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети». ОАО «Объединение ВНИПИЭнергопром».
12. МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ». РАО «Роскоммунэнерго».
13. МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» (Утверждены приказом Госстроя России от 20.08.01 № 191).

14. РД 10 ВЭП – 2006 «Методические основы разработки схем теплоснабжения поселений и промышленных узлов РФ». ОАО «Объединением ВНИПИЭнергопром» (в развитие СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»);
15. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочное издание в 4 т. Т. 4 Надежность систем теплоснабжения / Е.В. Сеннова, А.В. Смирнов, А.А. Ионин и др. – Новосибирск: Наука, 2000.
16. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. Москва. Издательство МЭИ 2001.
17. В.Н. Папушкин. Радиус теплоснабжения. Хорошо забытое старое // Новости теплоснабжения, № 9 (сентябрь), 2010 г. с. 44-49
18. И.А.Башмаков. Анализ основных тенденций развития систем теплоснабжения России [Электронный ресурс] / URL: [http://www.rosteplo.ru/Tech\\_stat/stat\\_shablon.php?id=2543](http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2543)
19. И. А. Башмаков, В. Н. Папушкин. Муниципальное энергетическое планирование [Электронный ресурс] / URL: [http://www.abok.ru/for\\_spec/articles.php?nid=2481](http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=2481)
20. Министерство энергетики РФ. Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. Сценарные условия развития электроэнергетики России на период до 2030 года.
21. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года (редакция на 26 апреля 2010 г.).
22. Дубовский С.В., Бабин М.Е., Левчук А.П., Рейсиг В.А. Границы экономической целесообразности централизации и децентрализации теплоснабжения // Проблемы энергетики.- вып. 1 (24).- 2011 г.
23. Волкова Е.А., Панкрушина Т.Г., Шульгина В.С. Эффективность некрupных коммунально-бытовых ТЭЦ и рациональные области их применения. – Электрические станции.- № 7.- 2010 г.
24. Экспресс-анализ зависимости эффективности транспорта тепла от удаленности потребителей. Новости теплоснабжения.- N 6.-2006 г.
25. МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ», разработанные РАО «Роскоммунэнерго».
26. МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» (Утверждены приказом Госстроя России от 20.08.01 № 191).

27. «Методические рекомендации по определению технического состояния систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и водоотведения», утвержденные заместителем Министра регионального развития РФ 25.04.2012 г.

28. РД 153-34.0-20.518-2003 «Типовая инструкция по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии».

29. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (вторая редакция) / М-во экон. РФ, М-во фин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. Политике; рук.авт. кол.: Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. – М.: ОАО «НПО Изд-во» «Экономика», 2000.

30. Методика оценки экономической эффективности инвестиционных проектов в форме капитальных вложений. – Утверждена Временно исполняющим обязанности Председателя Правления ОАО «Газпром» С.Ф. Хомяковым. № 01/07-99 от 9 сентября 2009 г.

31. Методические рекомендации по применению унифицированных подходов к оценке экономической эффективности инвестиционных проектов ОАО «Газпром» в области тепло- и электроэнергетики. – Р Газпром № 01/350-2008. – М., 2009.

32. Рекомендации по составу и организации прединвестиционных исследований в ОАО «Газпром». Р Газпром 035-2008. – М., 2008.

33. Прогноз сценарных условий социально-экономического развития Российской Федерации на период 2013-2015 годов. Министерство экономического развития РФ, <http://www.economy.gov.ru>.

34. Сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года. Министерство экономического развития РФ, <http://www.economy.gov.ru>.

35. Справочник базовых цен на проектные работы для строительства. Объекты энергетики. – М.: РАО «ЕЭС России», 2003.

36. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ видам строительства и пусконаладочных работ, определяемых с применением федеральных и территориальных единичных расценок на 2-ой квартал 2012 г.

Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации. Постановление Правительства РФ от 8 августа 2012 г. N 808.